91-00106/

Contents

3 Comments

4 The Year in Review

13 Directions

16 Financial Statements

33 Corporate Information

34 Statement of Generation and Sales

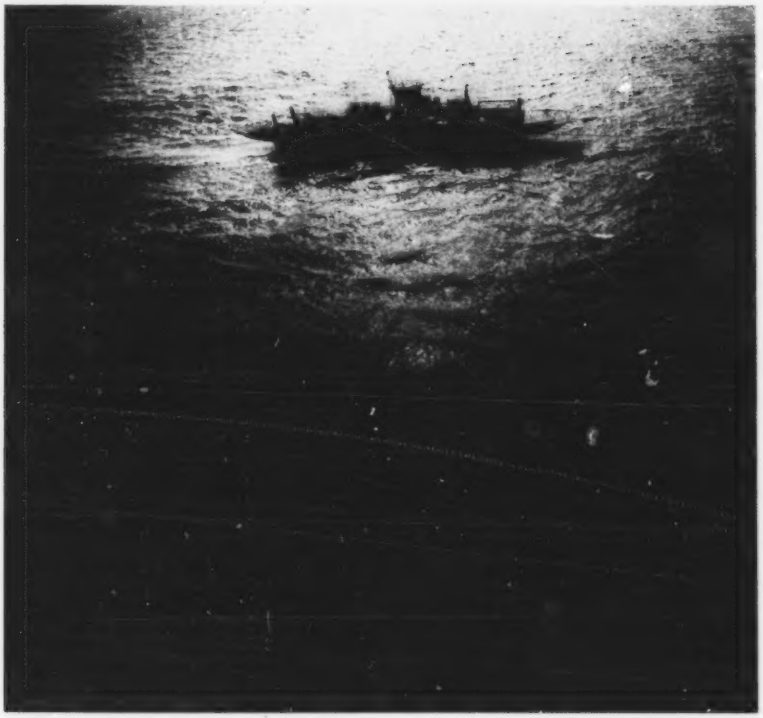
35 Statement of Operating & Physical Statistics

36 System Map

Highlights

- Strong financial performance despite fourth quarter surge in oil prices
- New sales agreement with Hydro-Québec
- Interconnection sales increase by 20.9%
- No increase in electricity rates for the fourth fiscal year in a row
- Point Lepreau best performing CANDU in 1989

LEGISLATIVE LIBRARY
BIBLIOTHEQUE DE L'ASSEMBLÉE LEGISLATIVE
OCT 0 4 1990
FREDERICTON, N.B.



Cover: Customers are a priority at NB Power. The 360 customers on Miscou Island, which lies off the tip of the Acadian Peninsula in north-eastern New Brunswick, have had electricity since 1955 when the first under-water cable to Miscou was laid. Ferry to Miscou Island.

Pour recevoir des exemplaires français du rapport, veuillez communiquer avec:

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton (N.-B.)
E3B 4X1

For English copies of this report contact:

The New Brunswick Electric Power Commission
Public Affairs
P.O. Box 2000
Fredericton, N.B.
E3B 4X1

ISSN 0382 2974

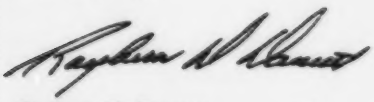
June 1, 1990

To His Honour
The Honourable Gilbert Finn
Lieutenant-Governor of New Brunswick

Sir:

The New Brunswick Electric Power Commission begs leave to submit, in accordance with the Electric Power Act, Chapter E-5, of the revised Statutes of New Brunswick 1973, the following report for the twelve month period ended 31 March 1990.

I am, Your Honour,
Yours very truly,



Rayburn D. Doucett
Chairman
The New Brunswick
Electric Power Commission

Comments:

At NB Power, our mandate is to provide the province with a reliable, reasonably-priced supply of electricity. The fulfilment of this mandate has been a major factor in New Brunswick's economic prosperity for the past 70 years since the publicly-owned utility was formally established. Customer service continues to be our top priority.

Hand-in-hand with that mandate are other considerations which are just as important. Decisions regarding the future direction of the utility are now influenced by many conflicting issues and competing priorities. We have a responsibility to future generations to ensure that NB Power's operations have the least possible adverse effect on our natural environment and that our quality of life is preserved.

The needs of energy consumers are changing, and the demand for electricity is growing steadily. The formidable challenge to the utility is to select the energy options that continue to respect the environment while ensuring a reliable supply of electrical energy at competitive rates. NB Power is doing its part to strike a balance between the growing needs of our customers and the resources which are available to meet those needs, between the economic operation of the utility's system and environmental protection, and between measures to conserve electricity and measures to produce more as required.

Our tradition of excellence in the technical aspects of generating electricity is matched by our innovation in environmental protection. Both stand us in good stead as we embark on the last decade of this century.

Chairman Rayburn Doucett (left) and President Frank MacLoon

Year In Review

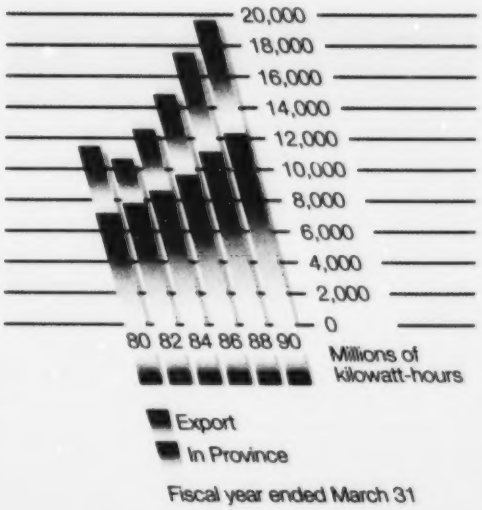
Electrical energy sales in 1989/90 to in-province customers increased 4.4% over the previous fiscal year. Sales to residential customers rose 6.2% while those in the wholesale sector increased by 5.8% and those to general service customers by 6.5%. Industrial sales rose 2.2% as some additional loads came on line late in the year.

Customer service man, Arthur Losier, leaves Lameque by ferry bound for Miscou Island. Right: It takes only 15 minutes for the ferry to make the crossing between Lameque and Miscou.

About 5800 new residential customers were added to the system by year-end and 2300 homes were converted to electric space-heating. In all, nearly 6800 customers in all classifications came onto the system during the year, bringing the total number of customers to 310,736 as of 31 March 1990. This includes 39,494 indirect customers served by the municipal utilities in Saint John and Edmundston.

The year's in-province peak demand for electric power, which occurred on 27 February 1990, was an all-time record of 2,562,000 kilowatts. This was 11.2% higher than the 1988/89 peak of 2,303,000. However, the year-to-year increase in peak demand would have been 6.2% had the two peaks been adjusted for the effects of temperature and non-routine industrial shut-downs during the peak hour. In-province energy loads for the year were supplied as follows: 30.7% by oil; 24.4% by nuclear; 21.2% by purchased power; 17.5% by hydro and 6.2% by coal.

In-province and Export Sales



Interconnection energy sales increased by 20.9% from 5946 million kilowatt-hours in 1988/89 to 7191 million kilowatt-hours in 1989/90. Hydro-Québec, which has been suffering from low water run-off in northern Quebec, purchased substantial amounts of energy to supplement their low hydro reserves. The year's gross peak demand, including interconnection sales, was 3,797,000 kilowatts on November 20, 1989, 12% higher than the previous fiscal year.

NB Power sold 100 megawatts of capacity to Hydro-Québec during the winter months of December 1989 through to February 1990. Other short-term capacity contracts for the non-winter months were supplied as follows: three contracts for a total of 168 MW to Central Maine Power; two contracts of 60 megawatts each to the Public Service Company of New Hampshire; 60 megawatts to Maine Electric Power Company; four contracts totalling 33 megawatts to Maine Public Service; 12 megawatts to Bangor Hydro; and a contract for 5 megawatts to Maritime Electric of Prince Edward Island.

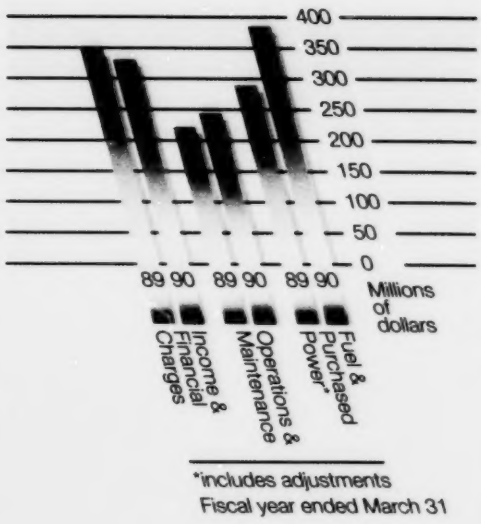
Power purchases rose 16.5% from 3360 million kilowatt-hours in 1988/89 to 3914 million kilowatt-hours in 1989/90. This includes 265.7 million kilowatt-hours as power purchases from test-burning Orimulsion, a heavy bitumen fuel from Venezuela, in the Dalhousie I unit. Purchases from Hydro-Québec were limited to energy available under contract due to low water reservoirs and higher loads in Quebec. Surplus energy was purchased from Nova Scotia Power during the summer months.

Point Lepreau gross generation was 5498 million kilowatt-hours representing a fiscal year capacity factor of 92.3%. Gross hydro energy production of 2433 million kilowatt-hours was 8% below the long term average. Thermal gross generation was a record 9330 million kilowatt-hours, an increase of 18.1% over the previous fiscal year, reflecting the increased sales to Hydro-Québec. Total gross generation and purchases increased by 1866 million kilowatt-hours from 19,309 million in 1988/89 to 21,175 million kilowatt-hours in 1989/90.

The Miscou Lighthouse was built in 1856 to guide ships from the Bay of Chaleur into the Gulf of St. Lawrence. The Miscou light worked off paraffin oil for 100 years before electricity came to the island. Re-fusing a pole-mount transformer on the distribution line to the lighthouse.

Sources of Revenue

Distribution of Revenue



Total revenue amounted to $957.5 million, an increase of $101.2 million or 11.8% from the previous year. Despite no increase in rates again during the fiscal period, 1989/90 revenue from sales of power in-province rose $29.3 million or 4.9% to $629.7 million due to increased energy sales. Interconnection revenues increased $70.6 million as energy sales rose 20.9%, and higher prices were realized.

The total cost of fuel and purchased power increased by $93.9 million or 34.2% to $368.1 million. Higher oil and increased power purchases were the major causes of this increase. Oil prices experienced a major increase in the last fiscal quarter but have since improved. Operating and administrative costs increased $23.5 million to $244.7 million due largely to increased maintenance. Depreciation expenses including decommissioning increased $6.7 million to $104.8 million as a result of asset additions and revised estimates for the costs of decommissioning. Net financial expenses declined $2.9 million to $197.5 million.

The excellent performance of the nuclear unit more than offset below average water flows and resulted in an addition of $3.2 million to the generation equalization account and a corresponding charge against net income.

Net benefits from export sales to neighbouring utilities were $55.0 million. This amount, less scheduled amortization of higher-than-forecast earnings of previous years, resulted in a total transfer to the export sales stabilization account from income of $13.1 million.

Net income for the year declined to $26.2 million from $47.6 million in the previous year. Earnings invested in the business increased to $213.7 million.

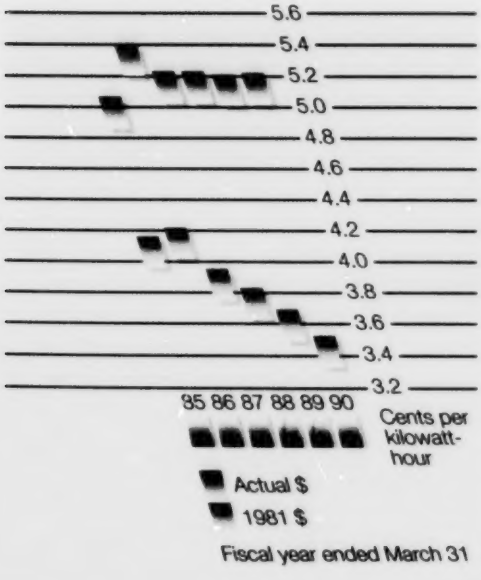
Total capital expenditures during 1989/90 were $163.2 million. During the fiscal year, $100 million 10% debentures due 2009 were issued and the following higher cost borrowing matured: $50 million 11.25% Notes due January 10, 1990.

During the fiscal year, the utility again operated without a rate increase, as it has since 1985. As of January 1990, requests for future rate increases are now subject to review by the provincial Board of Commissioners of Public Utilities.

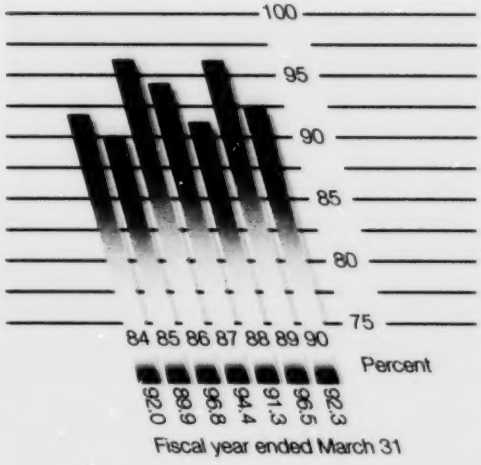
The Point Lepreau nuclear unit again turned in an exceptional performance with a capacity factor of 92.3% for the fiscal year. It was ranked as the best performing CANDU in the world in 1989 and ranks second for best lifetime performance in a field of over 300 large reactors worldwide. Over the past seven years of commercial operation this nuclear unit has maintained an average capacity factor of 93%.

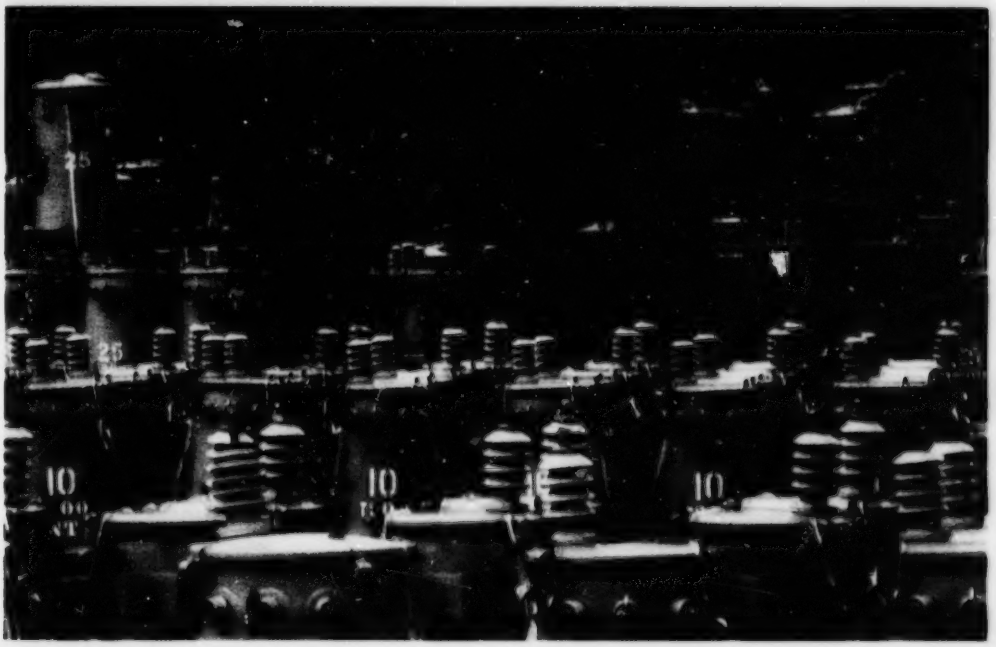
During the year the design was completed for a new administrative complex at Point Lepreau with construction expected to start summer 1990. The complex will house the new nuclear training simulator, which is now undergoing final testing at the manufacturer's in Montreal, and a public information centre. The utility is also planning to construct a dry storage facility for spent nuclear fuel. Some $27.6 million has been allotted for these two projects in the 1990/91 capital budget.

Average Cost to Customer (¢/kW.h) In-province Sales NB Power



Point Lepreau Fiscal Year Capacity Factor





Storesman Robert McSorley guides his forklift between rows of transformers. About 1000 transformers are kept in Central Stores, Fredericton before being distributed to district operating complexes around the province. The transformers are made in Sackville, NB.

In October 1989, following a lengthy environmental impact assessment, NB Power received approval to build a 450 megawatt coal-fired generating station at Belledune in northern New Brunswick. Belledune will be the first utility generating station in Canada to operate with flue gas desulphurization equipment - more commonly known as a scrubber - to reduce S02 emissions. The total cost of the project is estimated to be $965 million. By the end of the fiscal year, the site had been cleared and graded, the main excavation for the powerhouse had been completed well ahead of schedule, and the first concrete had been poured.

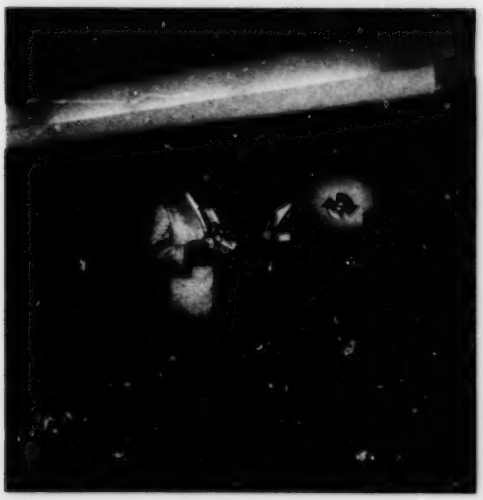
Public information meetings have been held in Belledune throughout the environmental impact assessment process for the new generating station.

In addition to a scrubber, the Belledune project heralds a number of other "firsts". Each tender for major equipment is being negotiated to include industrial benefits agreements to purchase goods and services from New Brunswick companies. As well, an historic labour agreement for the construction of the Belledune generating station was signed during the fiscal year. The umbrella agreement, which embraces 14 existing collective agreements and which required the consent of 19 signatory parties, eliminates the need for renegotiating any contract during the life of the project. A built-in formula for wage increases permits the inclusion of a clause prohibiting the right to strike or to lock-out during construction of the power station.

Early in 1990, NB Power announced plans for the construction of four 100-megawatt combustion turbine generating units at Millbank near Chatham; a single 100-megawatt combustion turbine near Tracadie was announced later in the year. These new generation additions will support a peaking capacity contract to Hydro-Québec worth about $900 million over a 20-year period starting in 1991. They will also enhance customer service in northeastern New Brunswick by improving NB Power's ability to meet the increasing electrical load requirements of the region. The combustion turbine projects are expected to cost about $310 million and are subject to the approval of the Department of the Environment.

Other new projects announced during the fiscal year included upgrading the interconnection between New Brunswick and Prince Edward Island and modernizing the province's coal industry. NB Power's subsidiary, NB Coal Ltd., announced plans to acquire a $19 million modern dragline for the Grand Lake coalfields to replace three smaller and less efficient units. In Kent County, a 4-year $6 million exploration and development program is being undertaken to determine the coal reserves in the area and to evaluate the environmental, technical and economic feasibility for commercial development.

During the fiscal year NB Power opened several new facilities. The new $3 million Energy Control Centre in Marysville was offically opened in June 1989 although it had been operational since 1988. Two months later, NB Power's new 30-megawatt combustion turbine generating unit was officially opened at Ingall's Head on Grand Manan Island. The $19 million plant will improve reliability of service to the 2,400 customers on the Bay of Fundy islands. New operating centres in the Chatham and Campbellton-Dalhousie districts were opened in summer 1989 and construction started on district operating centres in Tracadie and Sussex which will be opened officially in 1990.



District operating complexes, containing modern work areas for employees, storerooms, pole yards and ample parking for large service vehicles, improve customer service around the province. Left: Engineer Iris Auclair-Bernard discusses construction plans with a local contractor for the new Tracadie district operating complex. Right: Bob Bradley, District Manager and Milton Friars, Business Supervisor in the new Sussex district office.

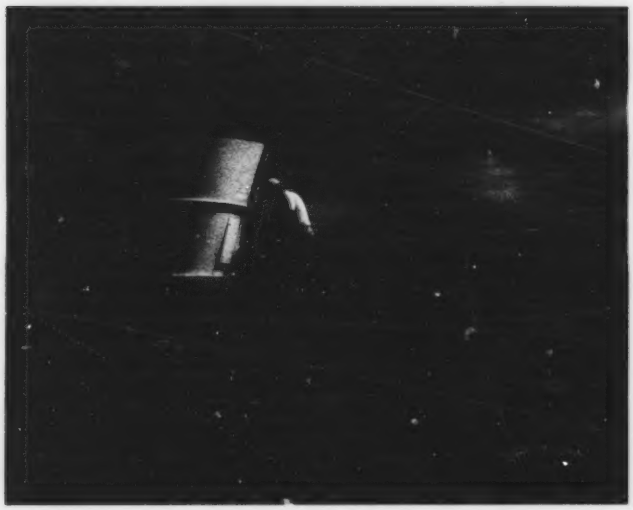
NB Power's continuing commitment to protecting the environment was manifested during the year in a number of programs such as returning the Coleson Cove precipitators to service with new flyash re-injection systems and adding a bottom ash removal system; enlarging the waste-water treatment systems at Coleson Cove and Courtenay Bay; and installing additional environmental monitoring equipment at all the thermal plants.

NB Power is providing $850,000 to fund a two-year study on acid rain. Rufus Goss of Pennfield is one of 21 volunteers who collect daily samples of rainwater for chemical analysis.

In summer 1989, NB Power commissioned a specially built barge, trailer and logboom at a cost of $387,000 as part of its clean-up program for the Saint John River headponds. The 36-feet long Woodhog I is equipped with a hydraulic loader to pick up driftwood and deadheads from the water. The barge, which can carry 10 tons or roughly four cords of wood at a time, will work from May to November each year.

An often unrecognized part of environmental planning is energy conservation and efficiency which can reduce load growth and hence the need for extra generating capacity and any harmful emissions that may come with it. Millions of dollars in energy savings have already been realised by large industrial customers supported by NB Power's advice and guidance in the area of electrotechnologies. Two such customers, Brunswick Mining of Bathurst and the Fraser Inc. mill in Edmundston, shared the prestigious 1989 Canadian Electrical Association regional industrial award for energy efficiency.

In March NB Power embarked on an energy audit of its own facilities starting with the head office building in Fredericton. This experience will greatly assist the utility in working with commercial and industrial customers who have similar buildings and equipment.



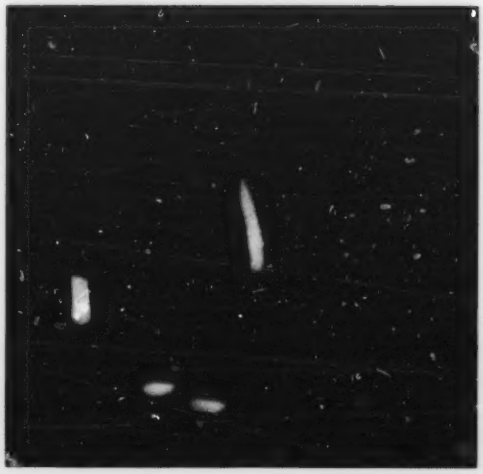
Employee Tim Liston makes a routine check on the accoustic radar at the Coleson Cove generating station which is also part of the acid rain monitoring program.

Energy conservation and efficiency were the focus of several new customer programs that were initiated in the last quarter of the fiscal year. The "Energy Wise" programs provide free home energy audits by experienced NB Power energy advisers who demonstrate conservation materials and give homeowners advice on how to save energy. NB Power is also investigating the energy savings possible in municipal buildings. During the fiscal year it conducted a pilot study on arenas in Fredericton and Cap-Pelé which will be followed by a pilot study in energy-efficient lighting at the municipal ball park in Chatham over the summer.

The utility is actively supporting research and development in the field of heat pump technology for residential, commercial and industrial use. In June 1989 it provided a $300,000 grant to the Université de Moncton towards establishing a research centre for energy conversion with the primary objective of understanding the potential and promoting the commercialization of advanced heat pumps. NB Power will provide an additional $10,000 to the Energy Conversion Centre to sponsor a major conference on heat pumps in August 1990. The utility has incorporated heat pump technology in the Sussex and Tracadie district operating centres to demonstrate the commercial viability of this technology for heating and air conditioning.

This indoor pool in a house in the Shediac district is heated by a ground-source heat pump for less than half what it would cost by conventional sources of heat.

The Consumer Glass plant in Scoudouc which makes bottles is undergoing a $7 million retrofit which includes upgrading all the lighting to energy-efficient high- pressure-sodium lighting.
Right: The quality control area has already been changed over to the new sodium lighting.
Maintenance Manager Val Cormier, left, with Maurice Melanson, NB Power Energy Adviser in the Shediac district.



NB Power is also undertaking a major conversion to energy-efficient high-pressure-sodium street lighting. In October 1989 it signed a contract with Lovell Lighting of Restigouche for 66,000 conversion kits. The conversion program will start in May 1990 and will take three years to complete. It is expected to result in savings of 20 million kilowatt hours of energy per year and reduce demand by about 5 megawatts which is enough power to supply 1250 average residential users or a town with a population of 4,000.

In late summer 1989, NB Power underwent major changes in organizational structure to support the increased emphasis on environmental concerns and to provide better advice and assistance to customers. The organization will continue to develop and restructure according to the demands that arise during the new decade.

At year end 2847 regular and temporary employees worked for NB Power compared with 2492 employees as at March 31, 1989. The number of employees is expected to continue to increase in the current fiscal year as the new construction projects are staffed.

Directions

To supply the needs of the 1990s and beyond, NB Power plans to meet short-term deficits by purchasing capacity from neighboring utilities and long-term deficits by implementing demand management programs and by constructing new generating facilities. Energy efficiency and conservation measures will also contribute to the reduction of these deficits.

Retired employee Gordon Fletcher spends two months each spring taking the highline hazard demonstrator to schools in the southern half of the province. Gordon and children of the Rothesay Park Elementary School.

In fiscal 1990/91 NB Power will be undertaking various capital projects throughout the province amounting to over $505 million of which $338.4 million will be spent on Belledune and the proposed combustion turbine units. The utility is also investigating various forms of "clean coal technology" which might be applied in using New Brunswick's coal which has a high sulphur content. One option under consideration is coal gasification. This technology produces a combustible coal gas to fuel a combined-cycle operation (gas and steam turbine generators.) Coal gasification has been used in the chemical industry but its application to the electric utility industry is new and such an application would be a first in Canada.

Every year, as part of a preventive maintenance program, line patrols are carried out on all transmission and distribution lines. Infra-red photography is used to spot potential hazards such as defective sleeves or bad connections. The transmission lines are patrolled by helicopter. Distribution lines are monitored from a van. Left, the camera used to take infra-red photographs; centre, inside the van, Greg Banks, thermo-vision operator, scans the image from the camera on a TV monitor; right, scanning transmission lines through the superviewer in the helicopter.

Following the restructuring of Atomic Energy of Canada Limited, discussions are continuing with the federal government regarding a possible second nuclear unit at Point Lepreau. The utility is also continuing to study the integrated development of two hydro-electric projects on the St. John River, one at Grand Falls and one downstream at Morrell.

Global concern over atmospheric emissions resulting from burning fossil fuels has placed protecting the environment high on the utility's agenda. NB Power is continuing to implement its comprehensive sulphur dixoide reduction program which will reduce S02 emissions to less than the 1994 target of a 1987 federal/provincial agreement. The S02 reduction program incorporates clean coal technologies on new units, converting older units to burn fuel more cleanly or to burn cleaner fuels, and conservation, efficiency improvements and the management of load requirements.

NB Power will continue to promote conservation programs such as the Energy Wise programs launched late in the fiscal year. Programs in the residential, commercial and industrial sectors will be evaluated on an on-going basis integrating demand and supply planning.

This 22-room house in Dorchester was built in 1831 by Edward Chandler, a Father of Confederation. Originally heated by 6 fireplaces, in 1890 a forced-air central heating system was installed which was replaced by a hot water oil-fired furnace in 1959. Sylvia Yeoman who owns the Chandler House was one of the first customers to phone in asking for a Home Energy Check under the Energy Wise Progam.

Energy conservation, efficiency and peak load shaving programs which match or better the costs associated with installing new generation facilities will be considered for future implementation.

NB Power will encourage the production of electricity by non-utility generators by offering to purchase the power and energy from the private sector at the equivalent of what it would cost to generate. The utility will also work with independent power producers and industry to encourage the use of cogeneration (the concurrent use of steam for electricity generation and an industrial or direct heating application). As well, those in-province industrial customers who can economically interrupt load will be encouraged to do so during periods of peak in-province demand. Large industries which have back-up generating capacity or which can shut down processes during peak load periods can help reduce the need for new generation.

The challenges presented during the 1990s will be met with confidence, determination and enthusiasm as NB Power continues to supply its customers with the energy they need.

Financial Statements

MANAGEMENT REPORT

The financial statements of The New Brunswick Electric Power Commission have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles as established in Canada. These financial statements are the responsibility of management and have been approved by the Commissioners. In management's opinion, the financial statements have been properly prepared in accordance with the accounting policies set out in notes to the financial statements.Financial information presented elsewhere in this annual report is consistent with that in the financial statements.

Management depends upon a system of internal controls to ensure that financial information is reliable and accurate and that assets are properly safeguarded. The controls and related systems are periodically reviewed by internal auditors.

The financial statements have been examined by the external auditors, Deloitte & Touche. Their responsibility is to express a professional opinion on the fairness of management's financial statements. The Auditors' Report outlines the scope of their examination and their opinion.

AUDITORS' REPORT

Deloitte & Touche

The Honourable Frank McKenna
Premier of the Province of New Brunswick
Fredericton, New Brunswick

Sir:

We have examined the consolidated balance sheet of The New Brunswick Electric Power Commission as at March 31, 1990 and the consolidated statements of income, earnings invested in the business, and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the Commission as at March 31, 1990 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Deloitte & Touche

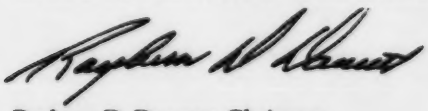
Chartered Accountants

Fredericton, N.B.
June 1, 1990

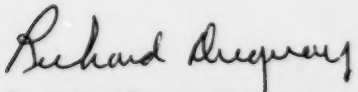
Consolidated Balance Sheet
as at March 31, 1990

ASSETS	*1990*	*1989*
Fixed assets		
Land, buildings, plant and equipment, at cost, less accumulated depreciation, and construction-in-progress (Note 2)	**$ 2,456,054,320**	$ 2,388,905,049
Current assets		
Cash and short-term investments	**9,006,358**	47,392,454
Accounts receivable	**118,522,110**	107,045,159
Material, supplies and fuel	**85,333,377**	78,141,821
Prepaid expenses	**3,937,083**	3,208,502
	216,798,928	235,787,936
Deferred charges		
Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized (Note 3)	**30,277,941**	31,740,300
Nuclear unit decommissioning	**112,590,014**	51,392,544
Debenture and note discount and issue expenses, less amounts amortized	**16,991,949**	17,919,504
Other deferred charges	**3,837,845**	5,206,817
	163,697,749	106,259,165
	$ 2,836,550,997	$ 2,730,952,150

On behalf of The New Brunswick Electric Power Commission



Rayburn D. Doucett, Chairman



Dr. Richard Duguay, Commissioner

Consolidated Balance Sheet
as at March 31, 1990

LIABILITIES	*1990*	*1989*
Long-term debt (Note 4)		
Guaranteed by the Province of New Brunswick		
Debentures and notes issued by the Commission	**$ 1,170,023,361**	$ 1,305,632,924
Note payable to Atomic Energy of Canada Limited	**321,516,257**	327,426,493
Loans from Northern Canada Power Commission	**35,712,318**	37,886,226
Other long-term debt - not guaranteed	**333,140,193**	242,133,258
	1,860,392,129	1,913,078,901
Less payments due within one year	**129,399,409**	99,731,429
	1,730,992,720	1,813,347,472
Current liabilities		
Short-term indebtedness (Note 5)	**30,042,099**	9,573,470
Accounts payable and accruals	**76,935,094**	70,373,264
Accrued interest	**94,397,763**	92,542,830
Current portion of long-term debt	**129,399,409**	99,731,429
Holdbacks on contracts in progress	**2,091,292**	2,973,219
Service deposits	**1,448,974**	1,893,671
	334,314,631	277,087,883
Deferred liabilities		
Generation equalization account (Note 6)	**108,031,974**	104,849,974
Export sales stabilization account (Note 7)	**36,369,868**	23,287,050
Irradiated fuel management, nuclear unit decommissioning and fuel channel removal (Note 8)	**226,251,184**	142,091,020
Other (Note 9)	**11,030,121**	6,847,985
	381,683,147	277,076,029
Minority interest in subsidiary company	**(98,773)**	(40,766)
Generation equalization reserve	**176,000,000**	176,000,000
Earnings invested in the business	**213,659,272**	187,481,532
	$ 2,836,550,997	$ 2,730,952,150

Consolidated Statement of Income
for the year ended March 31, 1990

	1990	1989
Revenue		
Sales of power		
In-province	**$629,743,813**	$600,448,687
Out-of-province (Note 10)	**311,560,328**	240,943,026
Sales of steam	**4,564,188**	3,666,894
Miscellaneous	**11,585,754**	11,248,838
	957,454,083	856,307,445
Expenditure		
Purchased power	**109,527,750**	86,265,916
Generated power		
Fuel	**258,579,777**	187,983,362
Other	**124,012,238**	111,841,061
Operations, maintenance, administration and general	**120,665,416**	109,305,870
Depreciation (Note 11)	**104,785,247**	98,133,020
	717,570,428	593,529,229
Income before interest and exchange	**239,883,655**	262,778,216
Interest and exchange (Note 12)	**188,956,685**	192,337,092
Provincial government guarantee fee	**9,001,549**	10,007,982
Amortization of debenture discount and expense	**2,327,555**	3,097,013
Amortization of unrealized foreign exchange	**3,959,223**	(1,207,345)
	204,245,012	204,234,742
Less		
Interest capitalized	**6,745,908**	3,817,524
	197,499,104	200,417,218
Income before the following	**42,384,551**	62,360,998
Generation equalization adjustment	**(3,182,000)**	(2,270,000)
Transfer from (to) export sales stabilization account (Note 7)	**(13,082,818)**	(12,494,097)
	(16,264,818)	(14,764,097)
	26,119,733	47,596,901
Minority interest in losses of subsidiary company	**58,007**	8,474
Net income for the year	**$ 26,177,740**	$ 47,605,375

Consolidated Statement of Earnings
Invested in the Business for the year ended March 31, 1990

	1990	*1989*
Balance at beginning of year	**$187,481,532**	$153,176,157
Adjustment for nuclear fuel channel removal	-	13,300,000
	187,481,532	139,876,157
Net income for the year	**26,177,740**	47,605,375
Balance at end of year	**$213,659,272**	$187,481,532

Consolidated Statement of Changes
in Financial Position for the year ended March 31, 1990

	1990	1989
Operating activities		
Net income for the year	**$ 26,177,740**	$ 47,605,375
Amounts charged or credited to operations not requiring a current cash payment	**143,276,391**	133,433,724
Cash earned from operating activities	**169,454,131**	181,039,099
Financing activities		
Debt retirements and sinking fund payments	**(155,183,638)**	(373,778,015)
Long-term debt obligations issued	**98,600,000**	222,663,582
Cash provided by (used in) financing activities	**(56,583,638)**	(151,114,433)
Investment activities		
Expenditure on fixed assets	**(163,182,494)**	(120,111,781)
Increase in deferred charges	**(612,076)**	(351,109)
Amounts financed by customer contributions and proceeds on disposal of fixed assets	**4,376,301**	4,943,844
Cash provided by (used in) investment activities	**(159,418,269)**	(115,519,046)
Net change in non-cash working capital balances	**(12,306,949)**	(7,680,961)
Net increase (decrease) in cash during year	**(58,854,725)**	(93,275,341)
Cash position at beginning of year	**37,818,984**	131,094,325
Cash position at end of year	**$ (21,035,741)**	$ 37,818,984
Represented by		
Cash and short-term investments	**$ 9,006,358**	$ 47,392,454
Short-term indebtedness	**(30,042,099)**	(9,573,470)
	$ (21,035,741)	$ 37,818,984

Notes to Consolidated Financial Statements
March 31, 1990

1. Summary of significant accounting policies

The financial statements, which have been prepared in conformity with generally accepted accounting principles as established in Canada, give effect to the Commission's mandate to set power rates. The financial statements include the accounts of the Commission and those of its 90% owned subsidiary, N.B. Coal Limited.

a. Fixed assets

The cost of additions to fixed assets is the original cost of contracted services, direct labour and material, interest on funds used during construction and indirect charges for administration and other expenses, less credits for the value of power generated during commissioning. Administration and other expenses are capitalized during construction by applying a portion of such overheads to direct construction costs incurred each month.

Interest during construction is capitalized monthly based on the cost of long-term borrowings.

Contributions in aid of construction include amounts received from customers as well as government grants in respect of new facilities and are netted against the cost of plant financed thereby. Amounts received from customers are being amortized over the estimated service lives of the related assets, and the resulting credit is offset against the corresponding provision for depreciation.

Depreciation is provided for all assets sufficient to amortize the cost of such assets, less estimated salvage value where applicable, over their estimated service lives. The nuclear generating station is depreciated using an escalating charge method with annual increases based upon a 3% factor. Depreciation is provided on mining equipment under capital lease on an increasing charge basis, the depreciation amount being equal to the principal debt retirement required under the lease obligation, such that the annual depreciation and interest charge to income is the same as the annual lease payments over the life of the lease. All other assets are depreciated on a straight-line basis. Depreciation is provided on the net cost of fixed assets in respect of which government grants have been provided. The estimated composite service lives of the main categories of fixed assets, which are reviewed periodically, are currently as follows:

Assets	Years
Hydro Generating Stations	83
Thermal Generating Stations	30
Nuclear Generating Station	30
Gas Turbine Generating Station	20
Diesel Generating Station	25
Terminals and Substations	30
Transmission System	45
Distribution System	32
Buildings	
General	40
Head Office	50
Mining equipment	20

1. Summary of significant accounting policies (continued)

b. Inventories

Inventories of materials and supplies are valued at average cost. Oil and nuclear fuel inventory is valued at cost using the first-in, first-out method. Coal inventory is valued at average cost, which includes the costs of direct labour and overhead.

c. Debenture and note discounts and premiums, and issue expenses

The Commission amortizes debenture and note discounts and premiums and the expenses of issues over the lives of the issues to which they pertain.

d. Other deferred charges

Survey and engineering expenses relating to construction projects being considered are deferred until a project is authorized for construction by the Commission. Such costs, together with preproduction and net development costs relating to mining operations, and certain training costs are then amortized against future income either directly or by annual depreciation charges resulting from certain of the items being capitalized. The costs of major geological studies undertaken to establish the location and quality of coal deposits are deferred and amortized on a straight-line basis over five years, commencing in the year subsequent to the year in which the exploration costs were incurred.

e. Foreign exchange transactions

Monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are translated to Canadian dollars at rates of exchange prevailing at the balance sheet date except where such items have been hedged by the acquisition of a forward exchange contract, in which case the rate established by the terms of the contract is used in the translation. Unrealized losses or gains arising on translation of long-term items are amortized to income on a straight-line basis over the remaining life of the related monetary assets or liabilities, except that amounts associated with the financing of major construction projects still in progress are deferred until the project is completed before being amortized over the then remaining life of the related monetary liabilities. The unamortized balance of the deferred exchange gains or losses is accumulated in an unrealized foreign exchange account which is shown on the balance sheet under deferred charges.

Exchange gains or losses resulting from transactions affecting current operations are reflected in income as realized.

f. Revenue

Billings to residential and general service customers are rendered monthly on a cyclical basis. All other customers are billed at the end of each month. Revenue in respect of items not billed at the end of a fiscal period is estimated and accrued.

1. Summary of significant accounting policies (continued)

g. Deferred costs or revenues

The Commission's power rates are established annually to recover its operating costs and a return on its investment consistent with prudent financial management. Each year certain factors relating to water flow conditions, nuclear operating performance and export sales transactions, which are largely outside the control of the Commission, may result in costs or revenues which vary from those originally included in the calculation of revenue requirements. The Commission accounts for such variations through a Generation Equalization Adjustment and an Export Sales Stabilization Account.

Generation Equalization Adjustment

In order to equalize the fluctuations in generating costs caused by variations from average water flow conditions and nuclear operating performance, the Commission annually charges or credits income with an amount calculated to adjust such costs to an average value. The offsetting debit or credit is included in the generation equalization reserve account. The calculation of the adjustment is based on historical water flow data compiled over a period of 35 years and on the performance expectations of the nuclear generating station developed from comparable industry statistics and the operating experience of the nuclear unit itself.

Export Sales Stabilization Account

The Commission annually charges or credits income with the difference between actual and forecast earnings on export sales transactions, other than those under participation or ownership contracts, with neighbouring utilities. The offsetting debit or credit is included in the Export Sales Stabilization Account. Amounts so deferred are brought into the calculation of future revenue requirements in equal amounts over a period of three years and are amortized to the income statement on this basis.

h. Irradiated fuel management, nuclear unit decommissioning and fuel channel removal

In order to provide for the estimated future costs of permanently disposing of irradiated nuclear fuel and decommissioning the nuclear generating station to return the site to a state of unrestricted use, the Commission annually charges income with amounts calculated to be adequate, when accumulated with interest, to cover the total costs of these future activities as they occur. The calculations of the anticipated future costs are based on a detailed study which takes into account various assumptions regarding the method and timing of dismantlement of the nuclear facility, the cost of transportation of nuclear material to permanent disposal facilities, and estimates of interest and inflation rates in the future. With respect to irradiated nuclear fuel, the annual charge is related to the amount of nuclear fuel consumed while the decommissioning requirements are on the basis of equal annual amounts over the life of the unit.

The Commission is also providing through an annual charge to income for the estimated future costs of removing fuel channels at the nuclear generating station for replacement. The anticipated future costs have been calculated based on the experience already developed by another Canadian electric utility and on the assumption that fuel channel replacement will become necessary in 1998.

The Commission is accounting for these transactions through means of deferred asset and deferred liability accounts. The total amount required to be collected over the life of the unit to cover decommissioning activities was recorded in these accounts as of the date the nuclear unit was placed in service. The deferred asset account

1. Summary of significant accounting policies (continued)

is reduced annually by the amount collected from customers for decommissioning. The deferred liability account is increased each year by the amount collected from customers to cover fuel channel removal and disposal of irradiated nuclear fuel consumed during the year and by interest, compounded annually, on the accumulated amounts collected. Interest is calculated at the Commission's long-term borrowing rate and is charged to income annually. Both accounts are adjusted periodically to reflect changes in amounts to be collected from customers as a result of revisions to the decommissioning estimate.

In view of potential developments in the technology of decommissioning, fuel channel removal and irradiated fuel management, and because of the various assumptions and estimates inherent in the calculations, the Commission reviews such calculations periodically, making adjustments as necessary on a prospective basis.

i. Pension plans

Commission employees belong to the Province of New Brunswick Public Service Superannuation Plan. This multi-employer plan provides pensions based on length of service and average of the highest five consecutive years of earnings. The Commission and its employees make contributions to the plan as prescribed in the Public Service Superannuation Act, and the Commission's share is reflected as a charge against income.

An actuarial review has estimated the Commission's share of the Province's unfunded pension obligation. Based on this estimate, the Commission annually charges income with amounts calculated to be adequate, when accumulated with interest at the Commission's long-term borrowing rate, over the estimated average remaining service lives of the the employees, to fund the obligation. Amounts so charged are shown on the balance sheet under deferred liabilities - other.

N.B. Coal maintains a contributory defined benefit pension plan for its employees. Pension costs are actuarially determined each year using the projected benefit method pro-rated on services and management's best estimate assumptions. Adjustments arising from plan amendments, experience gains and losses, changes in actuarial assumptions and the difference between the actuarial present value of accrued pension obligations and the market related value of pension assets are amortized on a straight line basis over the expected average remaining service lives of the respective employee groups. The market-related value for pension plan assets is the estimated market value as at March 31, 1990. The latest actuarial review carried out in March, 1990 indicated that the actuarial present value of accrued pension benefits was fully funded.

2. *Fixed assets*

	1990	1989
Land, building, plant and equipment, at cost		
Power generating stations	$ 2,326,196,770	$ 2,286,280,389
Transmission system	181,109,160	177,135,457
Substations	243,847,464	222,745,998
Distribution system	412,441,491	380,201,434
Other properties	40,300,445	36,117,725
Communications equipment	7,750,218	7,569,282
Mining equipment and related assets *	50,672,843	52,238,311
Motor vehicles and miscellaneous equipment	51,704,519	46,339,880
	3,314,022,910	3,208,628,476
Less		
Contributions in aid of construction	17,538,905	16,506,907
Government grants	58,000,000	58,000,000
	75,538,905	74,506,907
	3,238,484,005	3,134,121,569
Less accumulated depreciation	893,258,623	809,410,121
	2,345,225,382	2,324,711,448
Construction-in-progress	110,828,938	64,193,601
	$ 2,456,054,320	$ 2,388,905,049

* Includes $36,118,721 (1989 - $36,419,501) being the gross amount of assets under capital lease. Accumulated depreciation includes $11,490,049 (1989 - $10,427,294) with respect to these assets.

3. *Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized*

	1990	1989
Exchange adjustment at balance sheet date		
On debentures and notes issued by the Commission		
Payable in Swiss francs	$ 66,511,907	$ 53,572,757
Payable in United States dollars	75,787,924	90,430,369
On other debentures issued		
Payable in United States dollars	(7,488,000)	(5,418,000)
Exchange adjustment on assets denominated in foreign currencies held in sinking funds maintained by the Province of New Brunswick	9,190,842	5,151,844
	144,002,673	143,736,970
Less accumulated amortization	113,724,732	111,996,670
	$ 30,277,941	$ 31,740,300

4. Long-term debt

Debentures and notes issued by the Commission

Date of maturity	Canadian	Swiss	U.S.	1990 Total	1989 Total
Years ending:					
March 31 1990	$ -	$ -	$ -	**$ -**	$ 65,324,527
March 31 1991	73,410,000	3,908,500	13,743,999	**91,062,499**	91,014,634
March 31 1992	12,350,000	66,444,500	34,023,565	**112,818,065**	103,080,790
March 31 1993	100,000,000	97,712,500	44,262,815	**241,975,315**	234,895,290
March 31 1994	6,000,000	-	20,858,815	**26,858,815**	27,268,790
March 31 1995	13,790,000	-	73,517,815	**87,307,815**	-
1 - 5 Years	205,550,000	168,065,500	186,407,009	**560,022,509**	526,584,031
6 - 10 Years	214,284,000	-	132,876,210	**347,160,210**	355,640,650
11 - 30 Years	460,000,000	-	351,060,000	**811,060,000**	900,844,000
Debentures and notes	879,834,000	168,065,500*	670,343,219**	**1,718,242,719**	1,783,068,681
Sinking funds	252,052,000	-	295,200,713	**547,252,713**	477,435,757
Repurchased debentures	-	-	966,645	**966,645**	-
	$627,782,000	$168,065,500	$374,175,861	**$1,170,023,361**	$1,305,632,924

* SFr 215,000,000

** U.S. $572,845,000

The weighted average interest rate on debentures and notes outstanding at March 31, 1990 is 9.4% (1989 - 9.5%)

	1990	1989
Atomic Energy of Canada Limited		
Note payable in equal annual instalments of principal and interest at 9.7064% per annum to the year 2008	**$ 321,516,257**	$ 327,426,493
Northern Canada Power Commission		
Loans repayable in annual instalments of principal and interest at rates varying from 4 1/2% to 8 1/2% per annum to the year 2011	**$ 35,712,318**	$ 37,886,226

4. Long-term debt (continued)

Other long-term debt - not guaranteed

Debentures held by the Province of New Brunswick

Year of Maturity	Canadian	U.S.	**1990 Total**	1989 Total
10 - 30 years	$200,000,000	$105,318,000*	**$305,318,000**	$207,388,000
Sinking funds	1,515,000	1,909,000	**3,424,000**	900,000
	198,485,000	103,409,000	**301,894,000**	206,488,000

* U.S. $90,000,000

The weighted average interest rate on debentures held by the Province of New Brunswick at March 31, 1990, is 10.1% (1989 10.1%).

City of Campbellton - in respect of the purchase of distribution system; payable in equal annual instalments of principal and interest at 9 1/4% per annum to the year 1993	**428,188**	547,479
Government of Canada - in respect of the construction of a transmission line from Coleson Cove to Salisbury; payable in equal annual instalments of principal and interest at rates varying from 9 1/4% to 9 5/8% per annum to the year 2011	**5,876,494**	5,967,257
Term demand loans of N.B. Coal, at interest rates which approximate the bank's prime lending rate, payable under term repayment provisions to the year 1992	**-**	2,350,000
Obligations under capital lease		
Dragline lease of N.B. Coal payable together with interest at 9.79% per annum in equal semi-annual instalments to theyear 1999, subject to rate renegotiation at December 31, 1994	**23,282,069**	25,075,329
Other	**1,659,442**	1,705,193
	24,941,511	26,780,522
Total other long-term debt - not guaranteed	**$333,140,193**	$242,133,258

4. Long-term debt (continued)

Long-term debt payments

Long-term debt maturities (after deducting sinking funds estimated to be available at maturity inclusive of actual earnings to March 31, 1990 and future earnings calculated at projected interest rates) and sinking fund requirements, and minimum lease payments, in respect of debt outstanding at March 31, 1990 are as follows for the five years ending March 31, 1994, using exchange rates in effect at March 31, 1990 for debt denominated in foreign currencies:

	Debt maturities and sinking fund obligations	Minimum lease payments
Year ending March 31, 1991	**$ 128,650,000**	**$ 4,103,682**
Year ending March 31, 1992	**65,618,000**	**3,997,682**
Year ending March 31, 1993	**186,278,000**	**3,997,682**
Year ending March 31, 1994	**23,258,000**	**3,886,358**
Year ending March 31, 1995	**84,002,000**	**3,737,713**
Years ending March 31, 1996 - 1999		**20,532,090**
Total minimum lease payments		**40,255,207**
Less amount representing implicit interest		**15,313,696**
		$24,941,511

Sinking funds

The Minister of Finance of the Province of New Brunswick, as Trustee for the Commission, maintains a sinking fund for all debenture issues requiring same. Sinking fund earnings are reflected in the Commission's income. Commission debentures held in the fund are not cancelled until maturity.

5. Short-term indebtedness

Short-term borrowings from banks are payable on demand and are reflected on the balance sheet, together with outstanding cheques, under the caption "Short-term indebtedness". The Commission has bank lines of credit, guaranteed by the Province of New Brunswick, for short-term borrowings totalling $130,000,000. The Commission also borrows funds for temporary purposes from other sources from time to time including the Province of New Brunswick.

N.B. Coal has bank lines of credit which are secured by a general assignment of book debts, assignment of inventory under Section 178 of the Bank Act, and a chattel mortgage on certain assets.

The total of all short-term borrowings was $20,111,346 at March 31, 1990 (1989 - $4,966,844).

6. *Generation equalization account*

	1990	1989
Balance at beginning of year	**$104,849,974**	$102,579,974
Generation equalization adjustment	**3,182,000**	2,270,000
Balance at end of year	**$108,031,974**	$104,849,974

In addition to the annual adjustment to generation cost described in Note 1.g., the Commission increases the generation equalization reserve by appropriations from earnings invested in the business. Total appropriations to the reserve amounted to $176,000,000 at March 31, 1990 (1989 - $176,000,000). Appropriations are made to help ensure that the reserve is sufficient to cover the cost of replacement power in the event of unfavourable water flow conditions and nuclear operating performance for an extended period.

7. *Export sales stabilization account*

	1990	1989
Balance at beginning of year	**$ 23,287,050**	$ 10,792,953
Excess of actual over forecast earnings from export sales for year	**22,737,183**	15,978,982
Amount amortized	**(9,654,365)**	(3,484,885)
	13,082,818	12,494,097
Balance at end of year	**$ 36,369,868**	$ 23,287,050

8. *Irradiated fuel management, nuclear unit decommissioning and fuel channel removal*

	1990	1989
Balance at beginning of year	**$142,091,020**	$108,938,193
Adjustment to deferred liability for costs of decommissioning	**66,092,689**	-
Amounts collected from customers to cover cost of		
- fuel channel removal	**5,300,000**	18,600,000
- disposal of nuclear fuel consumed during the year	**1,828,010**	7,892,451
- interest	**10,939,465**	6,660,376
Deferred liability account for irradiated fuel management, nuclear unit decommissioning and fuel channel removal	**226,251,184**	142,091,020
Less deferred asset account for nuclear unit decommissioning	**112,590,014**	51,392,544
Cumulative amount collected from customers	**$113,661,170**	$ 90,698,476

Charges for irradiated fuel management, nuclear unit decommissioning and fuel channel removal, including interest, are brought into the calculation of revenue requirements each year and collected from in-province and interconnected customers through sales of power. The total amount so collected is represented by the net of the liability account and the deferred asset account for nuclear unit decommissioning. This amount is currently being utilized by the Commission as a source of funds.

The increase in the liability for decommissioning, and a corresponding increase in the deferred asset account, resulted from a site specific review of the future cost estimate carried out during the year. This review also resulted in lower annual charges for disposal of nuclear fuel consumed during the year.

9. Deferred liabilities - other

	1990	1989
Provision for unfunded pension obligation	$ 10,161,142	$ 6,171,559
Provision for N.B. Coal land reclamation costs	868,979	676,426
Balance at end of year	$ 11,030,121	$ 6,847,985

10. Sales of power

Out-of-province sales of power include $190,964,709 (1989 - $200,533,335) to utilities in the United States. The price of these sales includes incremental fuel and operating costs plus a margin of net benefit to the Commission.

11. Depreciation

	1990	1989
Depreciation expense	$ 94,590,029	$90,691,656
Charges for decomissioning	4,895,218	2,141,364
Charges for fuel channel removal	5,300,000	5,300,000
	$104,785,247	$98,133,020

12. Interest and exchange

	1990	1989
Interest expense	$244,500,351	$242,332,158
Less: Income from sinking funds and other investments	55,543,666	49,995,066
	$188,956,685	$192,337,092

13. Capital commitments

The Commission is constructing a 450 megawatt thermal generating unit at Belledune. The estimated cost of the Belledune generating unit is $965 million. The Commission has entered into contracts totalling $245 million related to this project.

The Commission has also entered into contracts totalling $116 million relative to planned generating contruction for the supply of five gas turbines. The estimated cost of the five generating units is $311 million. Four of these units are planned to service out-of-province customers for varying periods.

14. Subsequent events

On April 1, 1990, the Commission purchased the outstanding minority interest in its subsidiary, NB Coal, and the outstanding options for purchase of preferred shares of NB Coal, in exchange for nominal cash consideration.

On May 15, 1990 the Commission issued U.S.$150,000,000 debentures, repayable on May 15, 2020, bearing interest at 9 3/4%, to the Province of New Brunswick.

Corporate Information

Commissioners from left to right

Top left:
Barbara Landry
Nathan J. Rubin
Rayburn D. Doucett, Chairman

Top right:
Tim Isaac
George Lloyd
Brenda Pirie-Sebeult

Bottom right:
Bélonie Mallet
Richard Duguay
Gary D. Long

Absent:
Bill Malenfant

Managing Officers

Frank C. MacLoon
President and General Manager

G. Linwood Titus
Executive Vice-President

Peter J. Dykeman, Q.C.
Vice-President Legal
and Corporate Secretary

Kenneth B. Little
Vice-President Finance

Dennis A. Savoie
Vice-President Administration
and Human Resources

William J. Connell
Vice-President Corporate Affairs

Commission

Rayburn D. Doucett, Chairman
Richard Duguay, O.D.
Tim Isaac
Barbara Landry
George Lloyd
Gary D. Long, Ph.D.
Bill Malenfant
Bélonie Mallet
Brenda Pirie-Seheult
Nathan J. Rubin

Statement of Generation and Sales

GENERATION	1989/1990 Kilowatt Hours	1988/1989 Kilowatt Hours	Difference Kilowatt Hours	Difference %
Hydro	**2,432,909,600**	2,302,221,500	130,688,100	5.7%
Thermal	**9,330,328,600**	7,900,119,200	1,430,209,400	18.1%
Nuclear	**5,498,121,000**	5,746,967,000	(248,846,000)	-4.3%
Diesel	**64,200**	81,400	(17,200)	-21.1%
Purchases	**3,913,821,600**	3,359,898,700	553,922,900	16.5%
Gross generation & purchases	**21,175,245,000**	19,309,287,800	1,865,957,200	9.7%
Station service	**1,008,050,100**	947,121,500	60,928,600	6.4%
Net generation and purchases	**20,167,194,900**	18,362,166,300	1,805,028,600	9.8%
Losses - Transformer & Transmission	**666,217,400**	651,566,249	14,651,151	2.2%
Losses % of net generation & purchases	**3.3%**	3.55%		
Total energy available for distribution & sales	**19,500,977,500**	17,710,600,051	1,790,377,449	10.1%

SALES	1989/1990 Kilowatt Hours	1988/1989 Kilowatt Hours	Difference Kilowatt Hours	Difference %
Wholesale	**1,027,992,737**	971,398,608	56,594,129	5.8%
Industrial power	**5,180,765,813**	5,069,420,645	111,345,168	2.2%
General service	**1,740,189,189**	1,633,427,794	106,761,395	6.5%
Residential	**3,965,527,790**	3,734,108,459	231,419,331	6.2%
Street lights	**67,301,007**	63,211,668	4,089,339	6.5%
Total in-province sales	**11,981,776,536**	11,471,567,174	510,209,362	4.4%
Interconnections	**7,190,745,000**	5,946,397,000	1,244,348,000	20.9%
Grand total sales	**19,172,521,536**	17,417,964,174	1,754,557,362	10.1%
Internal use	**371,132**	363,697	7,435	2.0%
Distribution losses	**328,084,832**	292,272,180	35,812,652	12.3%
Total energy distributed & sold	**19,500,977,500**	17,710,600,051	1,790,377,449	10.1%

Statement of Operating and Physical Statistics
(in $Millions where $ shown)

	31 March 1990	31 March 1989	31 March 1988	31 March 1987	31 March 1986
Plant Nameplate Capacity-MW	3,222	3,190	3,190	3,190	3,190
Total Revenue	$ 957.5	$ 856.3	$ 867.0	$ 825.2	$ 894.3
Total Expenditures and Appropriations	$ 931.3	$ 808.7	$ 854.9	$ 812.9	$ 880.4
Fixed Assets, including work in progress	$3349.3	$3198.3	$3086.0	$3020.9	$2903.2
Current Assets	$ 216.8	$ 235.8	$ 309.7	$ 211.1	$ 205.5
Current Liabilities	$ 334.3	$ 277.1	$ 496.9	$ 239.9	$ 255.4
Inventories	$ 85.3	$ 78.1	$ 72.6	$ 73.0	$ 67.1
Long Term Debt - Net	$1731.0	$1813.3	$1793.8	$2088.5	$2162.6
Sinking Funds Assets	$ 550.7	$ 478.3	$ 429.7	$ 369.3	$ 318.1
Accumulated Depreciation	$ 893.3	$ 809.4	$ 723.4	$ 642.9	$ 550.6
Other Reserves, Earnings, Retained & Minority Interest	$ 389.6	$ 363.4	$ 329.1	$ 285.7	$ 256.3
Kilometres Transmission Lines	6,277	6,255	6,259	6,160	6,105
Kilometres Distribution Circuits	24,601	24,555	24,155	23,861	23,494
Number Residential Customers	245,449	239,598	234,572	229,293	223,579
Number Industrial Customers	1,558	1,695	1,637	1,574	1,540
Number General Service Customers	21,233	20,425	19,806	19,232	18,756
Number Street Light Customers	3,002	2,741	2,556	2,387	2,234
Direct Customers	271,242	264,459	258,571	252,486	246,109
Indirect Customers	39,494	39,081	38,773	38,436	38,169
Total Customers	310,736	303,540	297,344	290,922	284,278

System Map

Generating Station Data

	No of Units	Nameplate Capacity kW
HYDRO		
Mactaquac	6	653 400
Beechwood	3	115 000
Grand Falls	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
Total Hydro	**23**	**865 300**
NUCLEAR		
Point Lepreau	1	630 000
Total Nuclear	**1**	**630 000**
OIL / COAL		
Coleson Cove (Oil)	3	1 005 000
Courtenay Bay (Oil)	4	263 365
Dalhousie (Oil / Coal)	2	280 000
Grand Lake 2 (Coal)	4	85 000
Chatham (Coal / Oil)	2	32 500
Moncton (Combus. turbine)	1	25 000
Grand Manan (Combus. turbine)	1	32 000
Grand Manan (Diesel)	5	3 811
Total Oil / Coal	**22**	**1 726 676**
GRAND TOTAL	**46**	**3 221 976**

Table des matières

3 Commentaires

4 L'année en perspective

13 Orientations

16 États financiers consolidés

33 Direction

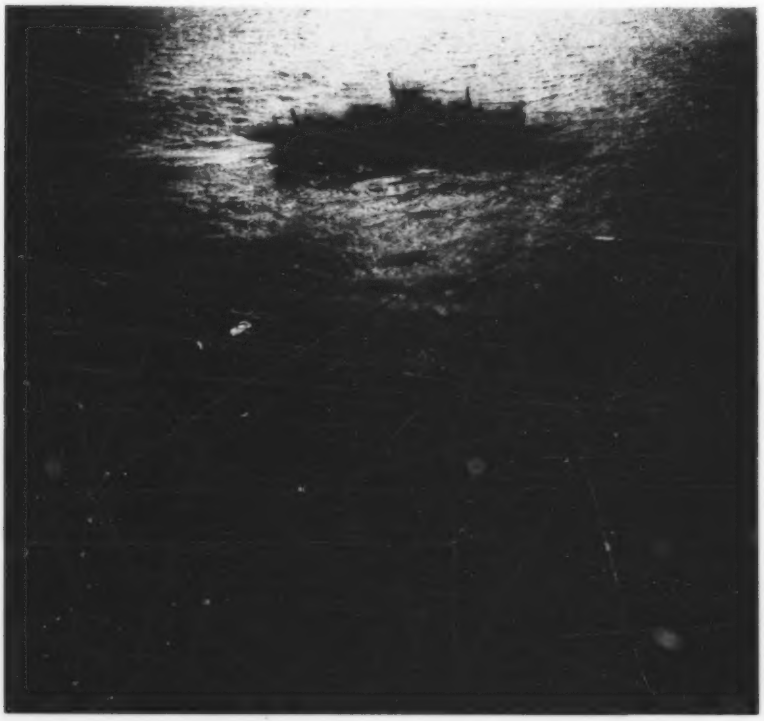
34 Bilan de la production et des ventes

35 Bilan et statistiques d'exploitation

36 Carte du réseau

Traits saillants

- Bon rendement financier en dépit d'une augmentation du prix du pétrole au cours du quatrième trimestre
- Conclusion d'un nouveau contrat de vente avec Hydro-Québec
- Augmentation des ventes d'interconnexions de 20,9 %
- Pas d'augmentation des tarifs électriques pour le quatrième exercice consécutif
- Point Lepreau est le réacteur CANDU le plus performant en 1989



Couverture: Bien servir les abonnés est une priorité d'Énergie NB. Les 360 abonnés de l'île Miscou, située au-delà de la pointe de la Péninsule acadienne au nord-est du Nouveau-Brunswick, jouissent des avantages de l'électricité depuis 1955, année de la construction du premier câble souterrain jusqu'à l'île. Sur la photo, on voit un traversier se rendant à Miscou.

For English copies of this report contact:

The New Brunswick Electric Power Commission
Public Affairs
P.O. Box 2000
Fredericton, N.B.
E3B 4X1

Pour recevoir des exemplaires français du rapport, veuillez communiquer avec:

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton (N.-B.)
E3B 4X1

ISSN 0382 2990

le 1er juin 1990

À Son Honneur Gilbert Finn
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Plaise à Votre Honneur,

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour la période de douze mois terminée le 31 mars 1990.

Respectueusement soumis,

Rayburn D. Doucett
Président
La Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick

Commentaires:

À Énergie NB, notre mandat est de fournir à la province une alimentation en électricité fiable à un prix modéré. En remplissant ce mandat, Énergie NB a joué, depuis son établissement à titre d'entreprise de service public il y a soixante-dix ans, un rôle-clef dans la prospérité de la province. Le service à la clientèle reste notre toute première priorité.

Ce mandat s'accompagne d'autres considérations tout aussi importantes. De nombreuses questions divergentes et priorités opposées influencent les décisions qui auront à l'avenir un effet sur l'orientation de l'entreprise. Nous devons garantir aux générations futures que les activités d'Énergie NB auront le moins possible d'effets néfastes sur notre environnement naturel et sur la qualité de notre vie.

Les besoins des consommateurs d'électricité sont en mutation et la demande augmente constamment. Le formidable défi que doit relever l'entreprise, c'est de choisir des sources d'énergie qui permettront de protéger l'environnement tout en assurant un approvisionnement fiable en électricité à des tarifs concurrentiels. Énergie NB s'efforce d'atteindre un équilibre entre les besoins croissants de ses abonnés et les ressources disponibles, entre l'exploitation rentable du réseau et la protection de l'environnement, et entre les mesures d'économie d'énergie et une stratégie d'accroissement de la production pour satisfaire les besoins.

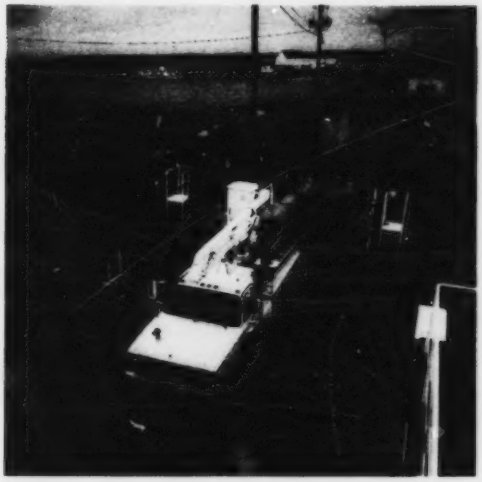
L'excellence technique dans le domaine de la production d'électricité est une tradition chez Énergie NB, tout comme l'innovation dans le domaine de la protection de l'environnement. Au seuil de cette dernière décennie du siècle, ces deux atouts nous seront bien utiles.

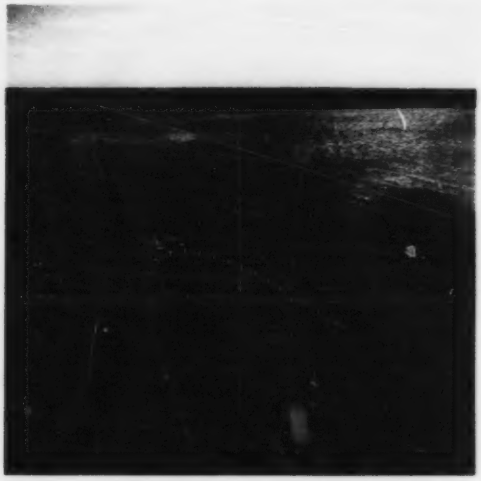
Rayburn Doucett (à gauche), président de la Commission, et Frank MacLoon, président-directeur général.

L'année en perspective

Au cours de l'exercice 1989-1990, le volume des ventes d'électricité aux abonnés de la province a augmenté de 4,4 % par rapport à l'exercice précédent. Les ventes aux abonnés domestiques ont grimpé de 6,2 %, tandis que les ventes en gros s'accroissaient de 5,8 % et les ventes aux abonnés de l'usage général de 6,5 %. L'addition de nouvelles charges vers la fin de l'année a fait augmenter de 2,2 % les ventes au secteur industriel.

Arthur Losier, préposé, Services à la clientèle, part de Lamèque à bord d'un traversier à destination de l'île Miscou.
À droite: La traversée entre Lamèque et Miscou n'est que de 15 minutes.

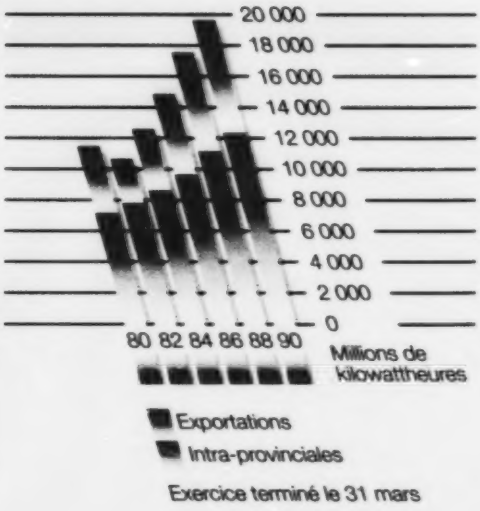




À la fin de l'exercice, le nombre d'abonnements domestiques s'était accru de 5 800 et il y a eu conversion au chauffage électrique dans 2 300 maisons. Au total, ce sont environ 6 800 abonnés de toutes catégories qui se sont ajoutés au réseau durant l'exercice, portant ainsi le nombre total d'abonnements au 31 mars 1990 à 310 736, dont 39 494 abonnements desservis indirectement par les entreprises municipales de Saint-Jean et d'Edmundston.

La demande de pointe intra-provinciale, enregistrée le 27 février 1990, dépassait celle de toutes les autres années avec un total de 2 562 000 kilowatts. Cette pointe dépasse de 11,2 % la pointe de 2 303 000 enregistrée en 1988-1989. Cependant, l'augmentation d'année en année de la demande de pointe aurait été de 6,2 % si les deux pointes étaient corrigées pour tenir compte des effets des températures et des arrêts industriels imprévus durant l'heure de pointe. Les charges électriques de la province ont été alimentées à partir des sources suivantes: production au mazout: 30,7 %; production nucléaire: 24,4 %; achats: 21,2 %; hydro-électricité: 17,5 %; et production au charbon: 6,2 %.

Ventes intra-provinciales et exportations



Les ventes d'interconnexions ont augmenté de 20,9 %, passant de 5 946 millions de kilowattheures en 1988-1989 à 7 191 millions en 1989-1990. Hydro-Québec, qui a souffert d'une baisse d'hydraulicité dans le nord du Québec, a acheté des quantités importantes d'électricité pour compenser la faiblesse de ses réserves hydrauliques. La demande de pointe brute de l'année, qui comprend les ventes d'interconnexions, a atteint 3 797 000 kilowatts le 20 novembre 1989, soit 12 % de plus que durant l'exercice précédent.

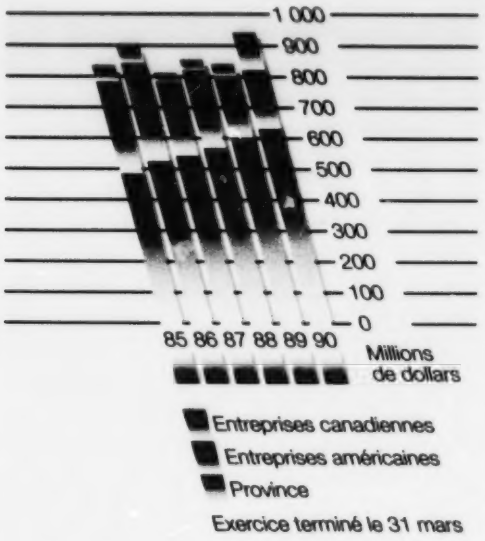
Énergie NB a vendu 100 mégawatts de puissance à Hydro-Québec au cours des mois d'hiver, de décembre 1989 à février 1990. D'autres contrats de puissance à court terme pour les périodes excluant les mois d'hiver se sont répartis comme suit: trois contrats pour un total de 168 mégawatts avec la Central Maine Power; deux contrats de 60 mégawatts chacun avec la Public Service Company of New Hampshire; 60 mégawatts avec la Maine Electric Power Company; quatre contrats totalisant 33 mégawatts avec la Maine Public Service; 12 mégawatts avec Bangor Hydro et un contrat pour 5 mégawatts avec la Maritime Electric de l'Île-du-Prince-Édouard.

Les achats d'énergie ont augmenté de 16,5 %, passant de 3 360 millions de kilowattheures en 1988-1989 à 3 914 millions en 1989-1990. Ce chiffre comprend 265,7 millions de kilowattheures produits par la tranche I de la centrale de Dalhousie au cours d'un essai de combustion portant sur l'Orimulsion, un combustible bitumineux lourd provenant du Vénézuéla. Les achats à Hydro-Québec se sont limités à ceux prévus par des contrats, étant donné un niveau peu élevé dans les réservoirs et des charges élevées au Québec. Une certaine quantité d'énergie excédentaire a été achetée à la Nova Scotia Power au cours des mois d'été.

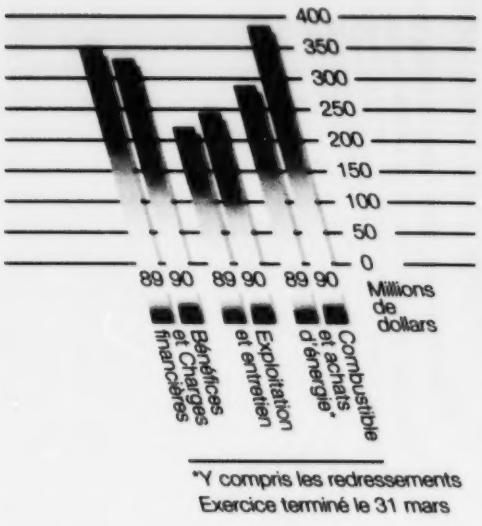
La production brute de Point Lepreau a atteint 5 498 millions de kilowattheures, ce qui représente, pour l'exercice, un facteur de capacité de 92,3 %. La production hydro-électrique brute s'est élevée à 2 433 millions de kilowattheures, ce qui la situait à 8 % en-dessous de la moyenne à long terme. La production thermique brute a atteint un record de 9 330 millions de kilowattheures, représentant une augmentation de 18,1 % par rapport à l'exercice précédent, cette croissance étant due à une augmentation des ventes à Hydro-Québec. Le total de la production brute et des achats s'est accru de 1 866 millions de kilowattheures, passant de 19 309 millions en 1988-1989 à 21 175 millions de kilowattheures en 1989-1990.

Le phare de Miscou a été bâti en 1856 pour guider les navires allant de la baie des Chaleurs au golfe du Saint-Laurent. Le phare de Miscou a été alimenté à l'huile de paraffine pendant 100 ans avant l'arrivée de l'électricité à l'île. Remplacement du fusible d'un transformateur sur poteau faisant partie de la ligne de distribution alimentant le phare.

Sources des revenus



Répartition des revenus



Le total des revenus s'est élevé à 957,5 millions de dollars, ce qui représente une hausse de 101,2 millions de dollars (ou de 11,8 %) par rapport à l'exercice précédent. Bien qu'il n'y ait eu, encore une fois, aucune augmentation des tarifs au cours de l'exercice 1989-1990, les revenus provenant des ventes intra-provinciales se sont accrus de 29,3 millions de dollars, soit de 4,9 %, pour atteindre 629,7 millions, cet accroissement étant dû à une augmentation des ventes d'électricité. Les revenus issus des ventes d'interconnexions ont augmenté de 70,6 millions de dollars, les ventes d'énergie s'étant accrues de 20,9 % et les prix ayant augmenté.

Le coût global des combustibles et des achats d'énergie s'est accru de 93,9 millions de dollars, soit une hausse de 34,2 %, pour atteindre 368,1 millions. Cet accroissement est attribuable principalement à une augmentation des prix du pétrole et des achats d'électricité. Les prix du pétrole ont connu une augmentation importante au cours du dernier trimestre de l'exercice mais, depuis lors, la situation s'est améliorée. Les frais d'exploitation et d'administration ont augmenté de 23,5 millions de dollars, passant ainsi à 244,7 millions, à la suite, essentiellement, d'une augmentation des frais d'entretien. Les frais d'amortissement, y compris les frais de déclassement, ont augmenté de 6,7 millions de dollars et ont atteint 104,8 millions en raison de nouvelles immobilisations et d'une révision des estimations des coûts de déclassement. Les dépenses nettes d'intérêt ont baissé de 2,9 millions de dollars et ont atteint 197,5 millions de dollars.

Les bénéfices découlant de l'excellent rendement de la centrale nucléaire ont plus que contrebalancé les effets d'une hydraulicité inférieure à la normale. Grâce à ces bénéfices, il a été possible de virer 3,2 millions de dollars à la réserve de normalisation de la production et d'imputer une charge correspondante au bénéfice net.

Les bénéfices nets issus des ventes d'exportation aux entreprises voisines ont atteint 55 millions de dollars. Cette somme, dont a été déduit le montant de l'amortissement échelonné des revenus supérieurs au niveau prévu des années précédentes, a permis de virer 13,1 millions de dollars du poste bénéfices au poste stabilisation des ventes d'exportation.

Le bénéfice net de l'exercice a affiché une baisse par rapport à l'exercice précédent, passant de 47,6 millions de dollars à 26,2 millions. Les bénéfices investis dans l'entreprise ont augmenté pour atteindre 213,7 millions.

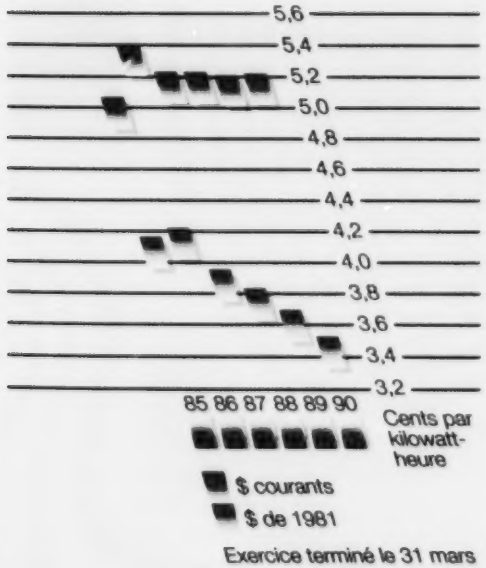
Le total des dépenses en immobilisations durant l'exercice 1989-1990 s'est chiffré à 163,2 millions de dollars. Au cours de l'exercice, 100 millions de dollars de débentures à 10 % venant à échéance en 2009 ont été émises, tandis que 50 millions de dollars, en billets à un taux d'intérêt plus élevé de 11,25 %, arrivaient à échéance le 10 janvier 1990.

Au cours de l'exercice écoulé, l'entreprise, une fois de plus depuis 1985, a fonctionné sans augmentation de tarif. À partir de janvier 1990, toute demande d'augmentation de tarif doit être soumise à l'examen de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick.

Une fois encore, la centrale nucléaire de Point Lepreau a enregistré un rendement exceptionnel avec un facteur de capacité de 92,3 % pour l'exercice. Ce réacteur CANDU a été classé comme le plus performant au monde en 1989 et il occupe la seconde place pour le meilleur rendement à vie parmi plus de 300 grands réacteurs répartis dans le monde entier. Au cours des sept dernières années d'exploitation commerciale, cette tranche nucléaire a maintenu un facteur de capacité moyen de 93 %.

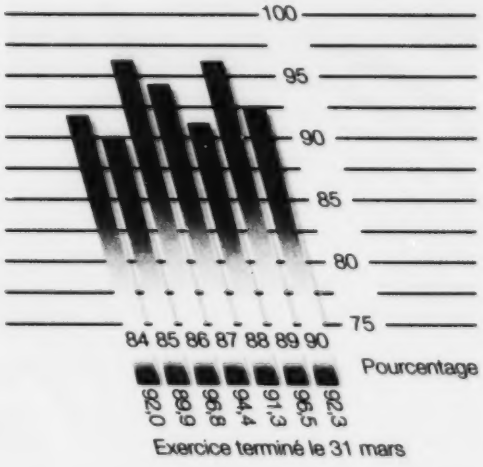
L'exercice écoulé a vu se terminer les travaux de conception d'un nouveau complexe administratif pour la centrale de Point Lepreau, dont la construction devrait commencer au cours de l'été 1990. Ce complexe abritera le nouveau simulateur nucléaire, que le fabricant, de Montréal, soumet actuellement aux derniers essais, ainsi qu'un centre d'information pour le public. L'entreprise envisage également la construction d'une installation d'entreposage à sec du combustible nucléaire irradié. Un total d'environ 27,6 millions de dollars a été affecté à ces deux projets dans le budget des immobilisations de 1990-1991.

Coût moyen à l'abonné (¢/kW.h) Ventes intra-provinciales Énergie NB



Exercice terminé le 31 mars

Facteur de capacité de Point Lepreau pendant l'exercice



Exercice terminé le 31 mars

Robert McSorley, magasinier, conduit son chariot élévateur entre les rangées de transformateurs à l'entrepôt central. Un inventaire d'environ 1000 transformateurs y est maintenu pour distribution aux différents complexes d'exploitation de district dans toute la province. Les transformateurs sont fabriqués à Sackville au N.-B.

En octobre 1989, à l'issue d'une longue évaluation de l'impact sur l'environnement, Énergie NB a reçu l'autorisation de construire une centrale de 450 mégawatts alimentée au charbon à Belledune, dans le nord du Nouveau-Brunswick. Cette nouvelle centrale sera la première au Canada à être équipée d'un système de désulfuration des gaz de combustion. Ce type d'équipement, mieux connu sous le nom d'épurateur, est destiné à réduire les émissions de SO_2. Le coût global du projet est estimé à 965 millions de dollars. À la fin de l'exercice, le chantier était défriché et nivelé, les travaux d'excavation pour la centrale étaient terminés bien avant la date prévue et on avait commencé à couler le béton.

Des réunions d'information publique ont été tenues à Belledune tout au long du processus d'évaluation de l'impact sur l'environnement pour la nouvelle centrale.

Outre l'épurateur, le projet de Belledune se distingue par un certain nombre de "premières". Chaque contrat de fourniture d'équipement important est négocié de manière à favoriser l'activité industrielle de la province grâce à l'achat par les entreprises retenues de biens et de services fournis par des entreprises du Nouveau-Brunswick. Par ailleurs, une entente historique avec les syndicats relative à la construction de la centrale de Belledune a été signée. L'entente-cadre, qui regroupe 14 conventions collectives existantes et qui a exigé la signature de 19 participants, élimine la nécessité de renégocier des ententes pendant la durée du projet. Une formule concernant les augmentations de salaire a été intégrée à l'entente générale pour permettre l'inclusion d'une clause interdisant le droit de grève et de lock-out durant la construction de la centrale.

Au début de 1990, Énergie NB annonçait son projet de construction, à Millbank, près de Chatham, de 4 tranches à turbine à combustion d'une puissance de 100 mégawatts chacune. L'aménagement d'une turbine à combustion de 100 megawatts près de Tracadie a été annoncé plus tard. Ces nouveaux équipements de production permettront de satisfaire les dispositions d'un contrat de puissance de pointe conclu avec Hydro-Québec, d'une valeur d'environ 900 millions de dollars, étalé sur une période de 20 ans et débutant en 1991. Leur production permettra également d'améliorer le service à la clientèle dans le nord-est du Nouveau-Brunswick en donnant à Énergie NB la capacité de mieux satisfaire la demande accrue de cette région. Les projets de turbines à combustion, qui devraient coûter environ 310 millions de dollars, sont sujets à l'approbation du ministère de l'Environnement.

Parmi les autres nouveaux projets annoncés au cours de l'exercice, il faut citer l'accroissement de la puissance de l'interconnexion entre le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard et la modernisation de l'industrie charbonnière dans la province. NB Coal Ltd., une filiale d'Énergie NB, a annoncé son projet d'acquisition d'une grue à benne traînante moderne de 19 millions de dollars pour les gisements de Grand Lac, qui remplacerait trois grues plus petites et moins efficaces. Dans le comté de Kent, un programme d'exploration et de mise en valeur étalé sur quatre ans et représentant 6 millions de dollars a été entrepris pour évaluer les réserves de charbon de la région et décider de la faisabilité environnementale, technique et économique de l'exploitation des gisements sur une échelle commerciale.

Au cours du dernier exercice, Énergie NB a inauguré plusieurs nouvelles installations. Le nouveau Centre de conduite du réseau de 3 millions de dollars situé à Marysville a été ouvert officiellement en juin 1989, bien qu'il ait été en exploitation depuis 1988. Deux mois plus tard, Énergie NB inaugurait une nouvelle tranche à turbine à combustion de 30 mégawatts à Ingall's Head, sur l'île Grand Manan. Cette installation de 19 millions de dollars accroîtra la fiabilité du service offert aux 2 400 abonnés d'Énergie NB dispersés sur les îles de la

baie de Fundy. De nouveaux centres d'exploitation dans les districts de Chatham et de Campbellton-Dalhousie ont été ouverts en été 1989, et on a entrepris la construction de centres d'exploitation pour les districts de Tracadie et de Sussex, qui seront ouverts officiellement en 1990.

Des complexes de district, comprenant des zones de travail modernes, des magasins, des dépôts de poteaux et de grandes aires de stationnement pour les gros véhicules de service, contribuent à améliorer les services à la clientèle dans toute la province.

À gauche, Iris Auclair-Bernard, ingénieure, discute des plans de construction du nouveau complexe d'exploitation du district de Tracadie avec un entrepreneur local.

À droite: Bob Bradley, gérant de district, et Milton Friars, Surveillant, Affaires commerciales, au nouveau bureau de district de Sussex.

L'engagement d'Énergie NB de continuer à protéger l'environnement s'est matérialisé cette année par un certain nombre de projets comme la remise en service à Coleson Cove des précipitateurs auxquels on a ajouté de nouveaux systèmes de réinjection des cendres volantes et un système d'évacuation des cendres lourdes. Il faut citer également l'augmentation de la capacité des systèmes de traitement des déchets liquides à Coleson Cove et à Courtenay Bay et l'installation de systèmes supplémentaires de surveillance de l'environnement dans toutes les centrales thermiques.

Énergie NB a accordé 850 000 $ pour une étude de deux ans sur les pluies acides. Rufus Goss de Pennfield est un des 21 bénévoles qui prélèvent quotidiennement des échantillons d'eau de pluie à des fins d'analyse chimique.

En été 1989, dans le cadre de son programme de nettoyage des réservoirs du fleuve Saint-Jean, Énergie NB a commandé la construction d'une barge, d'une remorque et d'une estacade flottante pour un montant de 387 000 dollars. Le Woodhog I, long de 36 pieds, est équipé d'un bras hydraulique qui lui permet de ramasser le bois flottant et les billes. La barge peut transporter 10 tonnes en un voyage, soit environ quatre cordes de bois, et sera utilisé de mai à novembre chaque année.

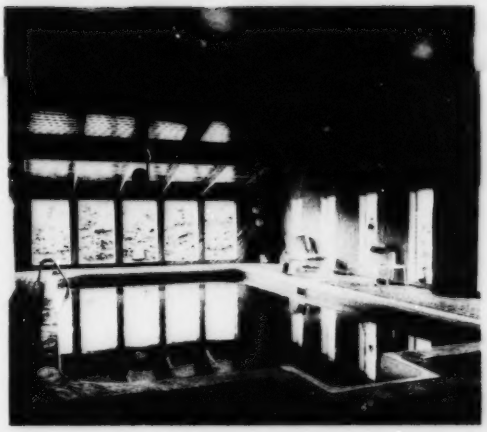
Tim Liston, employé d'Énergie NB, vérifie un radar acoustique à la centrale de Coleson Cove. Ce radar fait partie de l'équipement de surveillance des pluies acides.

Il y a deux facteurs dans la planification environnementale qui sont souvent méconnus: il s'agit des économies d'énergie et de l'efficacité énergétique. Ils permettent de réduire l'augmentation des charges électriques et, de ce fait, la nécessité de produire plus d'électricité, limitant ainsi les émissions toxiques que peut entraîner cette production. Conseillés et orientés par Énergie NB dans le domaine des electro-technologies, d'importants abonnés industriels ont déjà réalisé des économies d'énergie qui s'élevent à des millions de dollars. Deux abonnés en particulier, Brunswick Mining de Bathurst et Fraser Inc. d'Edmundston, se sont partagé en 1989 le prestigieux prix régional pour l'efficacité énergétique dans le secteur industriel, décerné par l'Association canadienne de l'électricité.

En mars, Énergie NB s'est lancée dans une vérification énergétique de ses propres installations, en commençant par le siège social de l'entreprise à Fredericton. Cette expérience sera d'une grande utilité pour l'entreprise en ce qu'elle lui permettra d'aider d'autres abonnés commerciaux et industriels propriétaires de bâtiments et d'équipements du même type.

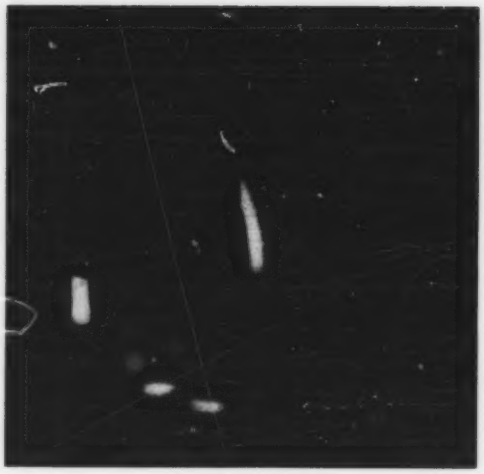
Les économies d'énergie et l'efficacité énergétique étaient au centre de plusieurs nouveaux programmes destinés aux abonnés et lancés au cours du dernier trimestre de l'exercice. Les programmes "Éner-Sage" offrent aux abonnés des vérifications énergétiques gratuites de leur domicile. Elles sont effectuées par des conseillers en énergie expérimentés d'Énergie NB qui présentent aux abonnés certains matériaux et appareils à haut rendement énergétique et leur donnent des conseils sur les moyens d'économiser l'énergie. Énergie NB étudie également les économies d'énergie qu'il est possible de réaliser dans les bâtiments municipaux. Au cours de l'exercice, l'entreprise a effectué une étude pilote sur des patinoires de Fredericton et de Cap-Pelé qui sera suivie cet été d'une autre étude pilote sur l'éclairage à haut rendement énergétique du terrain de base-ball municipal de Chatham.

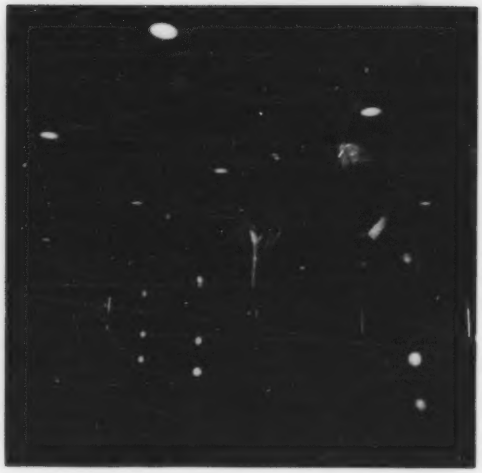
L'entreprise soutient activement la recherche et le développement dans le domaine de la technologie des pompes à chaleur à usage résidentiel, commercial et industriel. En juin 1989, elle a accordé à l'Université de Moncton une subvention de 300 000 dollars destinée à créer un Centre de recherche pour la conversion de l'énergie dont l'objectif principal est de déterminer le potentiel des pompes à chaleur sophistiquées et d'en promouvoir la commercialisation. Énergie NB mettra également à la disposition du Centre de recherche en conversion d'énergie une somme supplémentaire de 10 000 dollars pour permettre l'organisation d'une importante conférence sur les pompes à chaleur en août 1990. L'entreprise a intégré la technologie des pompes à chaleur aux centres d'exploitation de district de Sussex et de Tracadie pour montrer que l'application commerciale de cette technologie est viable aussi bien pour le chauffage que pour la climatisation.



Une piscine intérieure dans une maison située dans le district de Shédiac est chauffée par une pompe à chaleur à eaux souterraines à un coût inférieur à la moitié de ce qu'il en coûterait avec une source de chaleur classique.

L'usine Consumer Glass de Scoudouc, qui fabrique des bouteilles, subit une rénovation de 7 millions $. Le projet prévoit l'amélioration de l'éclairage par le recours à des appareils au sodium à haute pression de haut rendement énergétique. À droite, les appareils d'éclairage au sodium sont déjà installés dans la zone de travail du personnel du contrôle de la qualité. On voit Val Cormier, chef, Entretien, (à gauche), avec Maurice Mélanson, conseiller en énergie du bureau de Shédiac.





Énergie NB s'est aussi lancée dans un important programme de conversion des appareils d'éclairage public qui prévoit l'utilisation de lampes à sodium à haute pression, ayant un haut rendement énergétique. En octobre 1989, l'entreprise a signé avec Lovell Lighting, de Restigouche, un contrat pour la fourniture de 66 000 trousses de conversion. Le programme débutera en mai 1990 et s'étalera sur trois ans. Le programme devrait permettre l'économie de 20 millions de kilowattheures par an et une réduction de la demande d'environ 5 mégawatts, quantité suffisante pour alimenter 1 250 abonnés résidentiels moyens ou une ville d'environ 4 000 habitants.

Vers la fin de l'été 1989, Énergie NB a mis en place d'importants changements dans son organisation. Le but de ces changements est de mieux mettre en relief l'importance accrue que revêtent les préoccupations environnementales et d'améliorer les services et les programmes à la clientèle. L'entreprise continuera à se développer et à se restructurer en fonction des besoins qui apparaîtront au cours de la nouvelle décennie.

À la fin de l'année, 2 847 employés permanents et temporaires étaient au service d'Énergie NB, alors que ce chiffre s'élevait à 2 492 le 31 mars 1989. Le nombre d'employés devrait continuer d'augmenter au cours de l'exercice au fur et à mesure de l'engagement du personnel que réclament les nouveaux projets de construction.

Orientations

Pour faire face aux besoins des années 90 et au-delà, Énergie NB compte compenser les déficits à court terme en achetant de l'électricité à des entreprises voisines et les déficits à long terme en appliquant des programmes de gestion de la consommation et en construisant de nouvelles centrales. L'efficacité énergétique et des mesures d'économie d'énergie contribueront également à la réduction de ces déficits.

Gordon Fletcher, employé retraité, passe deux mois chaque printemps à faire des présentations dans les écoles de la région sud de la province au moyen d'un appareil de démonstration des dangers des lignes électriques. On voit Gordon et certains élèves de Rothesay Park Elementary School.

Au cours de l'exercice 1990-1991, Énergie NB entreprendra divers projets d'immobilisations à travers la province pour un total dépassant 505 millions de dollars, dont 338,4 seront consacrés à Belledune et au projet de construction de turbines à combustion. L'entreprise étudie également divers aspects de la technologie de combustion "propre" du charbon qui permettraient d'utiliser le charbon à haute teneur en soufre du Nouveau-Brunswick. Une des possibilités étudiées est la gazéification du charbon. Cette technologie produit un gaz de charbon pouvant être brûlé dans une installation à cycle combiné consistant en turbo-alternateurs à gaz et à vapeur. La gazéification du charbon est déjà utilisée dans l'industrie chimique mais son application à la production d'électricité est une nouveauté et l'exploitation de cette technologie à Grand Lac constituerait une "première" au Canada.

ns le cadre d'un gramme d'entretien ventif, Énergie NB pecte chaque année toutes lignes de transport et de ribution. On utilise la tographie en infrarouge r repérer les endroits où eut y avoir des problèmes, que des manchons ctueux ou de mauvais ordements. Les inspec- s des lignes de transport effectuées en bélicoptère, elles des lignes de distri- on en fourgonnette. auche, on voit l'appareil- o utilisé pour prendre des os infrarouges; au eu, à l'intérieur d'une gonnette, Greg Banks, ateur de thermovision, nne sur un moniteur image prise par pareil.

roite, balayage des lignes ransport au moyen d'un rviewer se trouvant à érieur d'un bélicoptère.

À la suite de la restructuration d'Énergie atomique du Canada Ltée, les discussions se poursuivent avec le gouvernement fédéral concernant la possibilité d'aménager une seconde tranche nucléaire à Point Lepreau. Énergie NB continue également d'étudier l'aménagement intégré de deux projets hydro-électriques sur le fleuve Saint-Jean, l'un à Grand-Sault et l'autre en aval de Morrell.

L'inquiétude mondiale concernant les émissions dans l'atmosphère que provoque l'utilisation des combustibles fossiles a placé la protection de l'environnement parmi les premières priorités d'Énergie NB. L'entreprise continue d'applic son programme global de réduction du dioxyd soufre, qui doit réduire les émissions de SO_2 à niveau inférieur au niveau cible prévu pour l par une entente fédérale-provinciale conclue 1987. Ce programme de réduction du SO_2 pré l'utilisation des technologies appropriées du "c bon propre" dans les nouvelles tranches, la con sion d'anciennes tranches pour leur permettre combustion plus propre de leur combustible ou alimentation au moyen de combustibles plus p pres, ainsi que des économies d'énergie, l'amélio tion du rendement et la gestion des charges.

Énergie NB continuera de promouvoir des programmes d'économie d'énergie tels que Éner-Sage, lancé vers la fin de l'exercice. Les programmes dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel feront l'objet d'évaluations permanentes qui tiendront compte de la planification de

la demande et de l'offre. L'entreprise étudie également, en vue de mises en application futures, des programmes d'économies d'énergie, d'accroissement du rendement énergétique et d'effacement de la pointe qui permettront, pour le moins, d'éviter les coûts d'aménagement de nouvelles centrales.

Énergie NB encouragera la production d'électricité par des producteurs autonomes en offrant d'acheter la puissance et l'énergie au secteur privé à un prix équivalent à ce qu'il lui en coûterait pour la produire elle-même. L'entreprise collaborera également avec des producteurs d'électricité indépendants et l'industrie pour encourager la coproduction (utilisation de vapeur pour la production d'électricité en même temps que pour des utilisations industrielles ou pour le chauffage). De même, les abonnés industriels de la province qui peuvent se permettre d'interrompre leurs charges au cours des périodes de pointe dans la demande provinciale seront encouragés à le faire. La possibilité pour des entreprises importantes de disposer d'une capacité de production d'appoint ou d'interrompre leur fonctionnement au cours des périodes de pointe permet de réduire la nécessité d'une production supplémentaire.

C'est avec confiance, détermination et enthousiasme, et tout en continuant de fournir à ses abonnés l'énergie dont ils ont besoin, qu'Énergie NB relèvera les défis qui se présenteront au cours des années 90.

Cette maison, qui comprend 22 chambres, est située à Dorchester. Elle a été bâtie en 1831 par Edward Chandler, un fondateur de la Confédération. Initialement, six foyers servaient à chauffer la maison. En 1890, un système de chauffage central à air pulsé a été installé; en 1959, ce système a été remplacé par une chaudière à eau alimentée au mazout. Sylvia Yeoman, propriétaire actuelle de Chandler House, était parmi les premières personnes qui ont demandé une vérification énergétique à domicile offerte dans le cadre du programme Éner-Sage.

États financiers consolidés

RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick ont été préparés par la direction selon les principes comptables généralement reconnus au Canada. Ces états financiers sont du ressort de la direction et ont reçu l'approbation des membres de la Commission. De l'avis de la direction, les états financiers ont été préparés selon des méthodes appropriées conformément aux principes comptables décrits dans les notes complémentaires jointes à ces états. Les données financières présentées dans les autres parties du présent rapport annuel sont conformes à celles données dans les états financiers.

La direction se sert d'un système de contrôles internes pour s'assurer de la fiabilité et de l'exactitude des données financières et de la protection des biens de l'entreprise. Les contrôles et les systèmes connexes font l'objet d'examens périodiques par les vérificateurs internes.

Les données financières ont été examinées par les vérificateurs externes, Deloitte & Touche. C'est à eux qu'il incombe d'exprimer une opinion professionnelle sur la fidélité des états financiers fournis par la direction. Le Rapport des vérificateurs précise leur opinion et la portée de leur examen.

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Deloitte & Touche

Monsieur Frank McKenna
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1990 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices conservés dans l'entreprise et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1990 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Deloitte & Touche

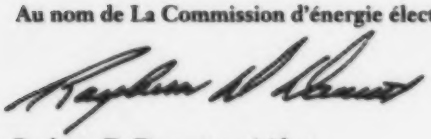
Comptables agréés

Fredericton (N.-B.)
le 1er juin 1990

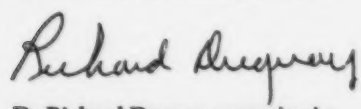
Bilan consolidé
au 31 mars 1990

ACTIF	*1990*	*1989*
Immobilisations		
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant, moins l'amortissement cumulé, et la construction en cours (note 2)	**2 456 054 320 $**	2 388 905 049 $
Actif à court terme		
Liquidités et placements à court terme	**9 006 358**	47 392 454
Comptes débiteurs	**118 522 110**	107 045 159
Matériel, fournitures et combustibles	**85 333 377**	78 141 821
Charges payées d'avance	**3 937 083**	3 208 502
	216 798 928	235 787 936
Charges reportées		
Différences de change non matérialisées, moins les montants amortis (note 3)	**30 277 941**	31 740 300
Déclassement de la tranche nucléaire	**112 590 034**	51 392 544
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets, moins les montants amortis	**16 991 949**	17 919 504
Autres charges reportées	**3 837 845**	5 206 817
	163 697 749	106 259 165
	2 836 550 997 $	2 730 952 150 $

Au nom de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick



Rayburn D. Doucett, président



Dr Richard Duguay, commissaire

Bilan consolidé
au 31 mars 1990

PASSIF	*1990*	*1989*
Dette à long terme (note 4)		
Garantie par la province du Nouveau-Brunswick		
Débentures et billets émis par la Commission	**1 170 023 361 $**	1 305 632 924 $
Billet à payer à L'Énergie atomique du Canada Limitée	**321 516 257**	327 426 493
Emprunts à la Commission d'énergie du Nord canadien	**35 712 318**	37 886 226
Autre dette à long terme - non garantie	**333 140 193**	242 133 258
	1 860 392 129	1 913 078 901
Moins paiements exigibles d'ici un an	**129 399 409**	99 731 429
	1 730 992 720	1 813 347 472
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 5)	**30 042 099**	9 573 470
Comptes créditeurs et frais courus	**76 935 094**	70 373 264
Intérêts courus	**94 397 763**	92 542 830
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**129 399 409**	99 731 429
Retenues sur les contrats en cours	**2 091 292**	2 973 219
Dépôts de garantie	**1 448 974**	1 893 671
	334 314 631	277 087 883
Passif reporté		
Compte de normalisation de la production (note 6)	**108 031 974**	104 849 974
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation (note 7)	**36 369 868**	23 287 050
Gestion du combustible irradié, déclassement de la tranche nucléaire et enlèvement des canaux de combustible (note 8)	**226 251 184**	142 091 020
Autres éléments de passif reporté (note 9)	**11 030 121**	6 847 985
	381 683 147	277 076 029
Participation minoritaire dans la filiale	**(98 773)**	(40 766)
Réserve pour la normalisation de la production	**176 000 000**	176 000 000
Bénéfices conservés dans l'entreprise	**213 659 272**	187 481 532
	2 836 550 997 $	2 730 952 150 $

État consolidé des résultats
de l'exercice terminé le 31 mars 1990

	1990	*1989*
Produits		
Ventes d'électricité		
À l'intérieur de la province	**629 743 813 $**	600 448 687 $
À l'extérieur de la province (note 10)	**311 560 328**	240 943 026
Ventes de vapeur	**4 564 188**	3 666 894
Autres	**11 585 754**	11 248 838
	957 454 083	856 307 445
Charges		
Achats d'électricité	**109 527 750**	86 265 916
Production d'électricité		
Combustibles	**258 579 777**	187 983 362
Autres	**124 012 238**	111 841 061
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et frais généraux	**120 665 416**	109 305 870
Amortissement (note 11)	**104 785 247**	98 133 020
	717 570 428	593 529 229
Bénéfice avant les intérêts et le change	**239 883 655**	262 778 216
Intérêts et change (note 12)	**188 956 685**	192 337 092
Droit de garantie du gouvernement provincial	**9 001 549**	10 007 982
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	**2 327 555**	3 097 013
Amortissement des différences de change non matérialisées	**3 959 223**	(1 207 345)
	204 245 012	204 234 742
Déduire		
Intérêts capitalisés	**6 745 908**	3 817 524
	197 499 104	200 417 218
Bénéfice avant les postes suivants	**42 384 551**	62 360 998
Redressement pour la normalisation de la production	**(3 182 000)**	(2 270 000)
Virement du (au) compte de stabilisation des ventes à l'exportation (note 7)	**(13 082 818)**	(12 494 097)
	(16 264 818)	(14 764 097)
	26 119 733	47 596 901
Part des actionnaires minoritaires dans les pertes de la filiale	**58 007**	8 474
Bénéfice net de l'exercice	**26 177 740 $**	47 605 375 $

État consolidé des bénéfices conservés dans l'entreprise
de l'exercice terminé le 31 mars 1990

	1990	*1989*
Solde au début de l'exercice	**187 481 532 $**	153 176 157 $
Redressement pour l'enlèvement des canaux de combustible nucléaire	-	13 300 000
	187 481 532	139 876 157
Bénéfice net de l'exercice	**26 177 740**	47 605 375
Solde à la fin de l'exercice	**213 659 272 $**	187 481 532 $

État consolidé de l'évolution de la situation financière
de l'exercice terminé le 31 mars 1990

	1990	*1989*
Activités d'exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	**26 177 740 $**	47 605 375 $
Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit mais n'entraînant pas de sortie de fonds au cours de l'exercice	**143 276 391**	133 433 724
Liquidités tirées des activités d'exploitation	**169 454 131**	181 039 099
Activités de financement		
Remboursement de la dette et paiements au fonds d'amortissement	**(155 183 638)**	(373 778 015)
Titres de créance à long terme émis	**98 600 000**	222 663 582
Liquidités provenant des (affectées aux) activités de financement	**(56 583 638)**	(151 114 433)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	**(163 182 494)**	(120 111 781)
Augmentation des charges reportées	**(612 076)**	(351 109)
Montants financés par les contributions des abonnés et le produit de l'aliénation d'immobilisations	**4 376 301**	4 943 844
Liquidités provenant des (affectées aux) activités d'investissement	**(159 418 269)**	(115 519 046)
Évolution nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	**(12 306 949)**	(7 680 961)
Augmentation (diminution) nette des liquidités au cours de l'exercice	**(58 854 725)**	(93 275 341)
Situation de trésorerie au début de l'exercice	**37 818 984**	131 094 325
Situation de trésorerie à la fin de l'exercice	**(21 035 741) $**	37 818 984 $
Représentée par		
Liquidités et placements à court terme	**9 006 358 $**	47 392 454 $
Dette à court terme	**(30 042 099)**	(9 573 470)
	(21 035 741) $	37 818 984 $

Notes complémentaires
31 mars 1990

1. Sommaire des principales conventions comptables

Les états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus au Canada et tiennent compte du mandat de la Commission de fixer les tarifs de l'électricité. Les états financiers comprennent les comptes de la Commission et ceux de sa filiale détenue à 90 %, N.B. Coal Limited.

a. Immobilisations

Le prix coûtant des nouvelles immobilisations comprend le coût d'origine des services de sous-traitance, de la main-d'oeuvre directe et du matériel, des intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et des frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

Les intérêts durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des abonnés de même que les subventions gouvernementales pour les nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des installations financées. Les montants reçus des abonnés sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Commission calcule l'amortissement de tous les biens à des taux permettant d'amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue, le cas échéant, sur leur durée d'utilisation prévue. La centrale nucléaire est amortie suivant une méthode d'indexation des coûts qui tient compte d'une augmentation annuelle de 3 %. L'amortissement du matériel minier détenu en vertu d'un contrat de location-acquisition est calculé d'après une méthode d'amortissement croissant, le montant de l'amortissement étant égal au remboursement en capital requis en vertu de l'obligation découlant du contrat, de sorte que l'amortissement annuel et les intérêts imputés aux résultats représentent des montants équivalant aux versements annuels effectués sur la durée du contrat de location. Toutes les autres immobilisations sont amorties suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des immobilisations qui ont fait l'objet de subventions gouvernementales. La durée d'utilisation composite prévue des principales catégories d'immobilisations est révisée périodiquement et s'établit actuellement comme suit:

Biens	Années
Centrales hydro-électriques	83
Centrales thermiques	30
Centrale nucléaire	30
Centrale à turbine à gaz	20
Centrale diesel	25
Postes de transport et de distribution	30
Réseau de transport	45
Réseau de distribution	32
Bâtiments	
Généraux	40
Siège social	50
Matériel minier	20

1. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

b. Stocks

Les stocks de matériel et de fournitures sont évalués au coût moyen. Les stocks de mazout et de combustible nucléaire sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif. Les stocks de charbon sont évalués au coût moyen, qui englobe le coût de la main-d'oeuvre directe et les frais généraux.

c. Escomptes, primes et frais d'émission de débentures et de billets

La Commission amortit les escomptes et les primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

d. Autres charges reportées

Les frais d'arpentage et d'ingénierie relatifs aux projets de construction à l'étude sont reportés jusqu'à ce que la Commission autorise la construction. Ces frais et des frais de mise en marche et les frais nets de mise en valeur reliés à l'exploitation minière ainsi que certains frais de formation sont alors amortis sur les revenus futurs, soit directement, soit par une dotation annuelle à l'amortissement à la suite de la capitalisation de certains éléments. Les frais des études géologiques importantes entreprises pour découvrir les gisements de charbon et en déterminer la qualité sont reportés et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur cinq ans, à compter de l'année suivant celle au cours de laquelle les frais d'exploration ont été engagés.

e. Opérations de change

Les éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars CA aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'ils ont fait l'objet d'une opération de couverture par le biais de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains ou les pertes non matérialisés résultant de la conversion de postes à long terme sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante des éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours qui sont reportés jusqu'à l'achèvement des travaux et qui sont amortis sur la durée de vie restante des éléments de passif à valeur vénale fixe correspondants. Le solde non amorti des gains ou des pertes de change reportés est accumulé dans un compte de différences de change non matérialisées qui figure au bilan sous la rubrique Charges reportées.

Les gains ou les pertes de change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats au moment où ils surviennent.

f. Produits

Les abonnés du service résidentiel et du service général sont facturés mensuellement selon un système de facturation cyclique. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin du mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

1. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

g. Charges ou produits reportés

La Commission fixe annuellement ses tarifs afin de récupérer ses charges d'exploitation et un taux de rendement de son capital investi, conformément aux principes d'une gestion financière prudente. Chaque année, certains facteurs reliés aux conditions hydrauliques, au rendement de la centrale nucléaire et aux ventes à l'exportation, sur lesquels la Commission n'a virtuellement aucun contrôle, entraînent des charges ou des produits qui sont différents de ceux dont on a tenu compte à l'origine pour calculer les revenus nécessaires. La Commission comptabilise ces écarts imprévisibles par le biais d'un redressement pour la normalisation de la production et d'un compte de stabilisation des ventes à l'exportation.

Redressement pour la normalisation de la production

Dans le but de normaliser les coûts de production variant dans la mesure où les conditions hydrauliques et le rendement de la tranche nucléaire s'écartent de la moyenne, la Commission débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau moyen. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve pour la normalisation de la production. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau réunies depuis 35 ans ainsi que sur le rendement de la tranche nucléaire prévu à partir de statistiques relatives à des tranches comparables et de l'expérience du dossier d'exploitation de la tranche nucléaire.

Compte de stabilisation des ventes à l'exportation

Chaque année, la Commission débite ou crédite les résultats de l'écart entre les bénéfices prévus et réels découlant des ventes à l'exportation, autres que celles effectuées aux termes de contrats de participation ou de propriété, aux services publics avoisinants. Le débit ou crédit compensateur est porté au compte de stabilisation des ventes à l'exportation. Les montants ainsi reportés sont compris dans le calcul des revenus éventuels nécessaires en versements égaux sur une période de trois ans et ils sont amortis de cette façon dans l'état des résultats.

h. Gestion du combustible irradié, déclassement de la tranche nucléaire et enlèvement des canaux de combustible

Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relativement à l'évacuation définitive du combustible nucléaire irradié et au déclassement de la tranche nucléaire et afin que l'emplacement ne soit, par conséquent, plus assujetti à un usage restreint, la Commission porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront les coûts de ces activités futures au fur et à mesure qu'ils seront engagés. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après une étude détaillée qui tient compte de diverses hypothèses sur le moyen et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanente et la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Quant au combustible nucléaire irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible nucléaire consommé, tandis que le coût du déclassement de la tranche nucléaire est établi d'après des charges annuelles égales réparties sur la durée d'utilisation de la tranche.

La Commission prévoit également une charge annuelle, portée au poste des résultats, pour tenir compte des coûts estimatifs futurs qui découleront de l'enlèvement des canaux de combustible à la centrale nucléaire aux fins de remplacement. Les coûts prévus ont été calculés en se fondant sur une expérience semblable menée par une autre entreprise canadienne d'électricité et sur l'hypothèse que le remplacement des canaux de combustible deviendra indispensable en 1998.

1. *Sommaire des principales conventions comptables (suite)*

La Commission inscrit ces opérations dans des comptes de charges et de passif reportés. Le montant total qui doit être perçu pendant la durée d'utilisation de la tranche à l'égard du déclassement a été comptabilisé à partir de la date d'entrée en service de la tranche nucléaire. Le montant perçu auprès des clients pour le déclassement est déduit chaque année du compte de charges reportées. Quant aux charges liées à l'enlèvement des canaux de combustible et à l'évacuation du combustible irradié consommé pendant l'année, perçues auprès des clients, et aux intérêts composés annuellement sur les sommes perçues auprès des clients et cumulées, ils sont ajoutés chaque année au compte de passif reporté. Les intérêts sont calculés d'après le taux d'emprunt à long terme accordé à la Commission et ils sont imputés chaque année aux résultats. Les deux comptes sont redressés périodiquement afin de refléter les changements des montants devant être perçus auprès des clients, à la suite de révisions de l'estimation du déclassement.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement des centrales nucléaires, d'enlèvement des canaux de combustible et de gestion du combustible irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Commission met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements de façon prospective.

i. Régimes de retraite

Les employés de la Commission souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés. La Commission et ses employés versent des cotisations au régime comme le stipule la Loi sur la pension de retraite dans les services publics et la portion des cotisations payée par la Commission est imputée aux résultats.

Une évaluation actuarielle a été effectuée afin de déterminer la quote-part de la Commission dans l'obligation non capitalisée découlant du régime de retraite de la province. À la suite de cette évaluation, la Commission, pour financer l'obligation, impute annuellement aux frais d'exploitation des sommes jugées adéquates, lorsqu'elles sont cumulées avec les intérêts, au taux d'emprunt à long terme de la Commission, sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des salariés. Les sommes ainsi imputées aux frais d'exploitation apparaissent au bilan à la rubrique Autres éléments de passif reporté.

N.B. Coal Limited maintient un régime de retraite à prestations déterminées contributif pour ses employés. Les coûts du régime de retraite sont déterminés annuellement, par méthode d'évaluation actuarielle, en utilisant la méthode prospective au prorata des années de service ainsi que les meilleures estimations de la direction. Les redressements résultant des modifications apportées aux régimes, des excédents et des déficits actuariels, des modifications apportées aux hypothèses actuarielles et de l'écart entre la valeur actuarielle actuelle des engagements acquis au titre du régime de retraite et la valeur marchande de l'actif du régime de retraite sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des groupes de salariés concernés. La valeur marchande de l'actif du régime de retraite est la valeur marchande estimative au 31 mars 1990. La dernière révision actuarielle, effectuée en mars 1990, a indiqué que la valeur actuarielle actuelle des prestations de retraite acquises a été provisionnée.

2. *Immobilisations*

	1990	*1989*
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant		
Centrales électriques	**2 326 196 770 $**	2 286 280 389 $
Réseau de transport	**181 109 160**	177 135 457
Postes de distribution	**243 847 464**	222 745 998
Réseau de distribution	**412 441 491**	380 201 434
Autres propriétés	**40 300 445**	36 117 725
Matériel de communications	**7 750 218**	7 569 282
Matériel minier et éléments d'actif correspondants *	**50 672 843**	52 238 311
Véhicules et matériel divers	**51 704 519**	46 339 880
	3 314 022 910	3 208 628 476
Moins		
Contributions pour aide à la construction	**17 538 905**	16 506 907
Subventions gouvernementales	**58 000 000**	58 000 000
	75 538 905	74 506 907
	3 238 484 005	3 134 121 569
Moins l'amortissement cumulé	**893 258 623**	809 410 121
	2 345 225 382	2 324 711 448
Construction en cours	**110 828 938**	64 193 601
	2 456 054 320 $	2 388 905 049 $

* Comprend 36 118 721 $ (36 419 501 $ en 1989), montant brut des immobilisations en vertu de contrats de location-acquisition. L'amortissement cumulé comprend 11 490 049 $ (10 427 294 $ en 1989) à l'égard de ces immobilisations.

3. *Différences de change non matérialisées, moins les montants amortis*

	1990	*1989*
Différence de change à la date du bilan		
Relative aux débentures et aux billets émis par la Commission		
Remboursables en francs suisses	**66 511 907 $**	53 572 757 $
Remboursables en dollars US	**75 787 924**	90 430 369
Relative à d'autres débentures émises		
Remboursables en dollars US	**(7 488 000)**	(5 418 000)
Différence de change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère détenus dans des fonds d'amortissement maintenus par la province du Nouveau-Brunswick	**9 190 842**	5 151 844
	144 002 673	143 736 970
Moins l'amortissement cumulé	**113 724 732**	111 996 670
	30 277 941 $	31 740 300 $

4. Dette à long terme

Débentures et billets émis par la Commission

Échéance	Canadiens	Suisses	Américains	Total 1990	Total 1989
Exercices se terminant le:					
31 mars 1990	- $	- $	- $	- $	65 324 527$
31 mars 1991	73 410 000	3 908 500	13 743 999	**91 062 499**	91 014 634
31 mars 1992	12 350 000	66 444 500	34 023 565	**112 818 065**	108 080 790
31 mars 1993	100 000 000	97 712 500	44 262 815	**241 975 315**	234 895 290
31 mars 1994	6 000 000	-	20 858 815	**26 858 815**	27 268 790
31 mars 1995	13 790 000	-	73 517 815	**87 307 815**	-
1 an à 5 ans	205 550 000	168 065 500	186 407 009	**560 022 509**	526 584 031
6 ans à 10 ans	214 284 000	-	132 876 210	**347 160 210**	355 640 650
11 ans à 30 ans	460 000 000	-	351 060 000	**811 060 000**	900 844 000
Débentures et billets	879 834 000	168 065 500 *	670 343 219**	**1 718 242 719**	1 783 068 681
Fonds d'amortissement	252 052 000	-	295 200 713	**547 252 713**	477 435 757
Débentures rachetées	-	-	966 645	**966 645**	-
	627 782 000 $	168 065 500 $	374 175 861 $	**1 170 023 361 $**	1 305 632 924 $

* 215 000 000 FS

** 572 845 000 $ US

Le taux d'intérêt moyen pondéré des débentures et des billets en circulation au 31 mars 1990 est de 9,4 % (9,5 % en 1989).

	1990	1989
L'Énergie atomique du Canada Limitée		
Billet à 9,7064 % l'an, remboursable en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 2008	**321 516 257 $**	327 426 493 $
Commission d'énergie du Nord canadien		
Emprunts remboursables en versements annuels comprenant le capital et les intérêts à des taux variant entre 4 1/2 % et 8 1/2 % l'an jusqu'en 2011	**35 712 318 $**	37 886 226 $

4. Dette à long terme (suite)

Autre dette à long terme - non garantie

Débentures détenues par la province du Nouveau-Brunswick

Échéance	Canadiennes	Américaines	**Total 1990**	Total 1989
10 ans à 30 ans	200 000 000 $	105 318 000* $	**305 318 000**	207 388 000 $
Fonds d'amortissement	1 515 000	1 909 000	**3 424 000**	900 000
	198 485 000	103 409 000	**301 894 000**	206 488 000

* 90 000 000 $ US

Le taux d'intérêt moyen pondéré des débentures détenues par la province du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1990 est de 10,1 % (10,1 % en 1989).

Cité de Campbellton - relativement à l'achat du réseau de distribution; remboursable en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts à 9 1/4 % l'an, jusqu'en 1993	**428 188**	547 479
Gouvernement du Canada - relativement à la construction de la ligne de transport de Coleson Cove à Salisbury; remboursable en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts, à des taux variant entre 9 1/4 % et 9 5/8 % l'an, jusqu'en 2011	**5 876 494**	5 967 257
Emprunts à terme de N.B. Coal, remboursables sur demande, à un taux d'intérêt se rapprochant du taux préférentiel, selon des dispositions de remboursement à terme jusqu'en 1992	-	2 350 000
Obligations en vertu de contrats de location-acquisition		
Location d'une dragline de N.B. Coal, remboursable ainsi que les intérêts à 9,79 % l'an, en versements semestriels égaux jusqu'en 1999, assujettie à une renégociation du taux au 31 décembre 1994	**23 282 069**	25 075 329
Autres	**1 659 442**	1 705 193
	24 941 511	26 780 522
Total de l'autre dette à long terme - non garantie	**333 140 193 $**	242 133 258 $

4. Dette à long terme (suite)

Remboursement de la dette à long terme

Les versements de la dette à long terme (déduction faite des fonds d'amortissement qui, d'après les prévisions, seront disponibles à l'échéance, y compris les revenus réels au 31 mars 1990 et les revenus futurs calculés aux taux d'intérêt prévus) et les obligations relatives au fonds d'amortissement, ainsi que les paiements minimaux en vertu de contrats de location, à l'égard de la dette impayée au 31 mars 1990, sont les suivants pour les cinq exercices se terminant le 31 mars 1994 et tiennent compte des taux de change en vigueur au 31 mars 1990 dans le cas d'une dette libellée en monnaie étrangère:

	Versements de la dette et obligations relatives au fonds	Paiements minimaux en vertu de contrats
Exercice se terminant le 31 mars 1991	**128 650 000 $**	**4 103 682 $**
Exercice se terminant le 31 mars 1992	**65 618 000**	**3 997 682**
Exercice se terminant le 31 mars 1993	**186 278 000**	**3 997 682**
Exercice se terminant le 31 mars 1994	**23 258 000**	**3 886 358**
Exercice se terminant le 31 mars 1995	**84 002 000**	**3 737 713**
Exercices se terminant les 31 mars 1996 à 1999		**20 532 090**
Total des paiements minimaux en vertu de contrats de location		**40 255 207**
Moins la somme représentant les intérêts théoriques		**15 313 696**
		24 941 511 $

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures exigeant un tel fonds. Les revenus des fonds d'amortissement sont portés à l'état des résultats de la Commission. Les débentures de la Commission retenues dans le fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

5. Dette à court terme

Les emprunts bancaires à court terme sont remboursables sur demande et figurent au bilan, de même que les chèques impayés, sous la rubrique Dette à court terme. La Commission dispose de marges de crédit bancaire, garanties par la province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 130 000 000 $. La Commission emprunte également, à l'occasion et à des fins temporaires, des fonds de sources différentes, y compris de la province du Nouveau-Brunswick.

N.B. Coal Limited a des marges de crédit bancaire qui sont garanties par une cession générale des créances, une cession des stocks en vertu de l'article 178 de la Loi sur les banques ainsi que par une hypothèque mobilière sur certains éléments d'actif.

Le total des emprunts à court terme s'établissait à 20 111 346 $ au 31 mars 1990 (4 966 844 $ en 1989).

6. *Compte de normalisation de la production*

	1990	1989
Solde au début de l'exercice	**104 849 974 $**	102 579 974 $
Redressement pour la normalisation de la production	**3 182 000**	2 270 000
Solde à la fin de l'exercice	**108 031 974 $**	104 849 974 $

Outre le redressement annuel des coûts de production décrit à la note 1.g., la Commission augmente la réserve pour la normalisation de la production par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise. Le montant total des virements à la réserve s'élevait à 176 000 000 $ au 31 mars 1990 (176 000 000 $ en 1989). Ces virements sont effectués afin de s'assurer que la réserve est constituée d'un montant suffisamment élevé pour couvrir le coût de l'électricité de remplacement au cas où le débit d'eau et le rendement de la tranche nucléaire seraient touchés par des conditions défavorables pendant une période prolongée.

7. *Compte de stabilisation des ventes à l'exportation*

	1990	1989
Solde au début de l'exercice	**23 287 050 $**	10 792 953 $
Excédent des bénéfices réels sur les bénéfices prévus découlant des ventes à l'exportation de l'exercice	**22 737 183**	15 978 982
Montant amorti	**(9 654 365)**	(3 484 885)
	13 082 818	12 494 097
Solde à la fin de l'exercice	**36 369 868 $**	23 287 050 $

8. *Gestion du combustible irradié, déclassement de la tranche nucléaire et enlèvement des canaux de combustible*

	1990	1989
Solde au début de l'exercice	**142 091 020 $**	108 938 193 $
Redressement des éléments de passif reporté pour les coûts du déclassement	**66 092 689**	-
Montants perçus auprès des clients pour couvrir les frais suivants:		
- enlèvement des canaux de combustible	**5 300 000**	18 600 000
- évacuation du combustible nucléaire consommé au cours de l'exercice	**1 828 010**	7 892 451
- intérêts	**10 939 465**	6 660 376
Compte de passif reporté pour la gestion du combustible irradié, le déclassement de la tranche nucléaire et l'enlèvement des canaux de combustible	**226 251 184**	142 091 020
Moins le compte de charges reportées pour le déclassement de la tranche nucléaire	**112 590 014**	51 392 544
Montant cumulé, perçu auprès des abonnés	**113 661 170 $**	90 698 476 $

Les charges et les intérêts liés à la gestion du combustible irradié, au déclassement de la tranche nucléaire et à l'enlèvement des canaux de combustible sont inclus dans le calcul des exigences en matière de produits chaque année et imputés aux abonnés de la province et aux clients interconnectés par le biais des ventes d'électricité. Le montant total ainsi perçu correspond à la différence entre le compte de passif et le compte de charges reportées pour le déclassement de la tranche nucléaire. Ce montant sert actuellement de source de fonds à la Commission.

Cette augmentation du passif pour le déclassement, ainsi qu'une augmentation correspondante du compte des charges reportées, provient d'une révision de l'estimation des coûts futurs reliés au site de la tranche effectuée au cours de l'exercice. Cette révision a également entraîné une diminution de l'imputation annuelle liée à l'élimination du combustible nucléaire consommé au cours de l'exercice.

9. *Autres éléments de passif reporté*

	1990	1989
Provision pour obligation non capitalisée découlant du régime de retraite	**10 161 142 $**	6 171 559 $
Provision pour coûts de remise en état de terrains de N.B. Coal	**868 979**	676 426
Solde à la fin de l'exercice	**11 030 121 $**	6 847 985 $

10. *Ventes d'électricité*

Les ventes d'électricité à l'extérieur de la province comprennent des ventes de 190 964 709 $ (200 533 335 $ en 1989) à des entreprises de services publics aux États-Unis. Le montant de ces ventes comprend des coûts marginaux de combustibles et d'exploitation plus, une marge de bénéfice net pour la Commission.

11. *Amortissement*

	1990	1989
Amortissement	**94 590 029 $**	90 691 656 $
Charges pour le déclassement	**4 895 218**	2 141 364
Charges pour l'enlèvement des canaux de combustible	**5 300 000**	5 300 000
	104 785 247 $	98 133 020 $

12. *Intérêts et change*

	1990	1989
Intérêts débiteurs	**244 500 351 $**	242 332 158 $
Moins: Produit des fonds d'amortissement et des autres placements	**55 543 666**	49 995 066
	188 956 685 $	192 337 092 $

13. *Engagements de capital*

La Commission construit actuellement une tranche thermique de 450 mégawatts à Belledune. Le coût estimatif de cette tranche s'élève à 965 000 000 $. La Commission a signé des contrats totalisant 245 000 000 $ relativement à ce projet.

La Commission a également signé des contrats s'élevant à 116 000 000 $ pour cinq turbines à gaz, en prévision de la construction de centrales. Le coût estimatif des cinq tranches est de 311 000 000 $. La production de quatre d'entre elles est destinée au service des clients de l'extérieur de la province pendant di-verses périodes.

14. *Événements postérieurs au bilan*

Le 1er avril 1990, la Commission a acheté les parts en circulation des actionnaires minoritaires de sa filiale, N.B. Coal, et les options en vigueur pour l'achat d'actions privilégiées de N.B. Coal en contrepartie d'une provision nominale en espèces.

Le 15 mai 1990, la Commission a émis des débentures s'élevant à 150 000 000 $ US, remboursables le 15 mai 2020 à la province du Nouveau-Brunswick et portant intérêt au taux de 9 3/4 %.

Direction

Commissaires
(de gauche à droite)

En haut, à gauche:
Barbara Landry
Nathan J. Rubin
Rayburn D. Doucett, président

En haut, à droite:
Tim Isaac
George Lloyd
Brenda Pirie-Seheult

En bas, à droite:
Bélonie Mallet
Richard Duguay
Gary D. Long

Absent:
Bill Malenfant

Membres de la direction

Frank C. MacLoon
Président-directeur général

G. Linwood Titus
Vice-président exécutif

Peter J. Dykeman, C.R.
Vice-président, Contentieux
et Secrétaire général

Kenneth B. Little
Vice-président, Finances

Dennis A. Savoie
Vice-président, Administration
et Ressources humaines

William J. Connell
Vice-président, Affaires corporatives

La Commission

Rayburn D. Doucett, président
Richard Duguay, O.D.
Tim Isaac
Barbara Landry
George Lloyd
Gary D. Long, Ph.D.
Bill Malenfant
Bélonie Mallet
Brenda Pirie-Seheult
Nathan J. Rubin

Bilan de la production et des ventes

PRODUCTION	1989-1990 Kilowattheures	1988-1989 Kilowattheures	Différence Kilowattheures	Différence en %
Hydraulique	**2 432 909 600**	2 302 221 500	130 688 100	5,7%
Thermique	**9 330 328 600**	7 900 119 200	1 430 209 400	18,1%
Nucléaire	**5 498 121 000**	5 746 967 000	(248 846 000)	-4,3%
Diesel	**64 200**	81 400	(17 200)	-21,1%
Achats	**3 913 821 600**	3 359 898 700	553 922 900	16,5%
Production brute et achats	**21 175 245 000**	19 309 287 800	1 865 957 200	9,7%
Consommation des centrales	**1 008 050 100**	947 121 500	60 928 600	6,4%
Production nette et achats	**20 167 194 900**	18 362 166 300	1 805 028 600	9,8%
Pertes - Transformation et Transport	**666 217 400**	651 566 249	14 651 151	2,2%
Pertes - % de la production nette et achats	**3,3%**	3,55%		
Total de l'énergie distribuée et vendue	**19 500 977 500**	17 710 600 051	1 790 377 449	10,1%

VENTES	1989-1990 Kilowattheures	1988-1989 Kilowattheures	Différence Kilowattheures	Différence en %
Ventes en gros	**1 027 992 737**	971 398 608	56 594 129	5,8%
Usage industriel	**5 180 765 813**	5 069 420 645	111 345 168	2,2%
Usage général	**1 740 189 189**	1 633 427 794	106 761 395	6,5%
Usage domestique	**3 965 527 790**	3 734 108 459	231 419 331	6,2%
Éclairage public	**67 301 007**	63 211 668	4 089 339	6,5%
Total des ventes intra-provinciales	**11 981 776 536**	11 471 567 174	510 209 362	4,4%
Ventes d'interconnexions	**7 190 745 000**	5 946 397 000	1 244 348 000	20,9%
Total général des ventes	**19 172 521 536**	17 417 964 174	1 754 557 362	10,1%
Auto-consommation	**371 132**	363 697	7 435	2,0%
Pertes - Distribution	**328 084 832**	292 272 180	35 812 652	12,3%
Total de l'énergie distribuée et vendue	**19 500 977 500**	17 710 600 051	1 790 377 449	10,1%

Bilan et statistiques d'exploitation
(en Millions $, le cas échéant)

	31 mars 1990	31 mars 1989	31 mars 1988	31 mars 1987	31 mars 1986
Puissance installée des centrales-MW	**3 222**	3 190	3 190	3 190	3 190
Revenu global	**957,5 $**	856,3 $	867,0 $	825,2 $	894,3 $
Total des dépenses et des affectations	**931,3 $**	808,7 $	854,9 $	812,9 $	880,4 $
Immobilisations, y compris les projets en cours	**3349,3 $**	3198,3 $	3086,0 $	3020,9 $	2903,2 $
Actif à court terme	**216,8 $**	235,8 $	309,7 $	211,1 $	205,5 $
Passif à court terme	**334,3 $**	277,1 $	496,9 $	239,9 $	255,4 $
Stocks	**85,3 $**	78,1 $	72,6 $	73,0 $	67,1 $
Dette nette à long terme	**1731,0 $**	1813,3 $	1793,8 $	2088,5 $	2162,6 $
Actif du fonds d'amortissement	**550,7 $**	478,3 $	429,7 $	369,3 $	318,1 $
Amortissement cumulé	**893,3 $**	809,4 $	723,4 $	642,9 $	550,6 $
Autres réserves, bénéfices conservés dans l'entreprise et participation minoritaire	**389,6 $**	363,4 $	329,1 $	285,7 $	256,3 $
Kilomètres de lignes de transport	**6 277**	6 255	6 259	6 160	6 105
Kilomètres de circuits de distribution	**24 601**	24 555	24 155	23 861	23 494
Nombre d'abonnements domestiques	**245 449**	239 598	234 572	229 293	223 579
Nombre d'abonnements industriels	**1 558**	1 695	1 637	1 574	1 540
Nombre d'abonnements - Usage général	**21 233**	20 425	19 806	19 232	18 756
Nombre d'abonnements - Éclairage public	**3 002**	2 741	2 556	2 387	2 234
Nombre d'abonnements desservis directement	**271 242**	264 459	258 571	252 486	246 109
Nombre d'abonnements desservis indirectement	**39 494**	39 081	38 773	38 436	38 169
Nombre total d'abonnements	**310 736**	303 540	297 344	290 922	284 278

Carte du réseau

Données sur les centrales

	Nbre de tranches	Puissance installée en kW
HYDRAULIQUE		
Mactaquac	6	653 400
Beechwood	3	115 000
Grand-Sault	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
Total-Hydraulique	**23**	**865 300**
NUCLÉAIRE		
Point Lepreau	1	630 000
Total-Nucléaire	**1**	**630 000**
MAZOUT/CHARBON		
Coleson Cove (Mazout)	3	1 005 000
Courtenay Bay (Mazout)	4	263 365
Dalhousie (Mazout/Charbon)	2	280 000
Grand Lac 2 (Charbon)	4	85 000
Chatham (Mazout/Charbon)	2	32 500
Moncton (Turbine à combustion)	1	25 000
Grand Manan (Turbine à combustion)	1	32 000
Grand Manan (Diesel)	5	3 811
Total - Mazout/Charbon	**22**	**1 726 676**
TOTAL GLOBAL	**46**	**3 221 976**

THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

LA COMMISSION D'ENERGIE ELECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

SUPPLEMENT TO ANNUAL REPORT

SUPPLEMENT DU RAPPORT ANNUEL

YEAR ENDED
MARCH 31, 1990

POUR L'ANNEE DE TERMINANT
LE 31 MARS, 1990

APPENDIX A

ANNEXE A

LEGISLATIVE LIBRARY
BIBLIOTHEQUE DE L'ASSEMBLÉE LEGISLATIVE

NOV 2 7 1990

FREDERICTON, N.B.

Details of Expenditures and Suppliers

Détails des Déboursements et des Fournisseurs

DETAILS OF EXPENDITURES AND SUPPLIES
DÉTAILS DES DÉBOURSEMENTS ET DES FOURNISSEURS

A B Chance Co of Canada Ltd	93 759 20
A B Sturton Consultants Inc	23 860 32
A C Mallet Management Ltd	66 832 64
A G Dunbar Company Ltd	13 927 71
A Line Construction Ltd	19 420 86
A M J Campbell Van Lines	17 343 48
A S B Industries Inc	23 374 13
A T Snodgrass Co Ltd	223 153 98
A to Z Rental Center Ltd	15 194 18
Abso Bleu Ltee	162 265 76
Acadia Weed Control Ltd	30 052 02
Acadie Nouvelle*L'	10 197 80
Acetox (1985) Ltd	23 261 05
Acres International Ltd	1 009 949 00
Acrotech Ltd	25 157 30
Active Office Supplies (1980) Ltd	157 390 33
ADI Ltd	471 996 92
Adrice Boudreau Ltee	16 088 57
Adsett & Associates Ltd	29 974 32
Advanced Management Centre	22 628 57
Advanced Office Products Ltd	194 149 93
AECL-Maritime Nuclear	266 005 00
Aero-Aqua Inc	19 609 32
Aerocharter Inc	17 939 96
Air Canada Freight	23 232 15
Aitkens Pewter	24 389 11
Akzo Salt Ltd	44 955 71
Alantra Leasing Inc	21 404 04
Albert Theriault & Fils	24 397 48
Alcan Wire and Cable	4 498 955 13
Alfa-Laval Ltd	98 563 35
All-Air Ltd	18 042 43
Allen-Sherman-Hoff Co	100 725 57
Alloycraft Ltd	10 218 24
Alpa Equipment Ltd	38 850 80
Altec Industries Ltd	34 205 72
Am International Inc	17 451 05
American Express Canada Inc	39 157 81
American Metals & Coal	7 081 329 84
Ametek-Panalarm Division	21 487 50
Anarad Inc	20 001 47
Anderson Water Systems Ltd	10 175 84
Anderson, Charles S	32 504 35
Anderson-McTague & Associates Ltd	1 288 658 75
Anixter Canada Inc	71 714 69
Anthes Equipment Ltd	21 086 24
AOCO Ltd	32 229 23
Apex Industrial Supply Ltd	172 887 09
Apex Machine Works Ltd	255 506 59
Apohaqui Excavators Ltd	39 135 00
Appleby Color Lab Ltd	34 597 74
Appleco Inc	12 976 11
Applied Management Consultants Ltd	159 571 24
Aquarius Ltd	20 964 56
Aquatronix Inc	61 756 15
Arbo Tree Service Inc	41 534 35
Architects Four Ltd	86 112 25
Argyll Associates Ltd	182 868 58
Arkwright Mutual Insurance	18 000 00
Armour Valve (Canada) Ltd	11 854 20
Arrow Construction Products Ltd	56 397 01
Arrow Decal Ltd	29 325 04
Arsenault * Harvey	11 841 45
Arsenault * Jacques	23 000 24
Arvin Special Machinery Ltd	49 872 41
ASEA Babcock	18 376 20
ASEA Brown Boveri Canada Inc	252 070 00
ASEA Brown Boveri Inc	5 091 827 20
Ashtech Engineered Products	24 927 37
Associated Technologies Inc	11 275 00
ATCO Construction Ltd	4 858 008 82
Atlantic Collection Agencies	32 932 51
Atlantic Compressed Air Ltd	59 352 73
Atlantic Controls Ltd	218 352 58
Atlantic Creations Ltd (1986)	263 295 82
Atlantic Industries Ltd	25 107 56
Atlantic Inspection and Expediting	32 373 64
Atlantic Nuclear Services Ltd	592 278 97
Atlantic Pressure Treating Ltd	1 706 365 80
Atlantic Rentals Ltd	81 406 14
Atlantic Roofers Ltd	12 216 65
Atlantic Security Equipment Ltd	31 053 46
Atlantic Tree Specialists	34 780 38
Atlantic Valve & Fittings Ltd	140 810 53
Atlantic Weather & Environment Consultant	11 025 40
Atlantic Wholesalers Ltd	25 797 62
Atlas Alloys	162 007 74
Atlas Construction Maritimes Ltd	2 586 769 74
Atlas Copco Canada Inc	14 020 83
Atmus Equipment Ltd	215 257 47
Atomic Energy of Canada Ltd	42 838 535 20
ATV-New Brunswick Ltd	107 515 98
Audet Welding Ltd	36 324 60
Audio Data Co Ltd	26 772 42
Auto Machinery & General Supply Co	95 511 55
Auto Plus	15 524 43
Autotec Inc	22 255 61
Avesta Inox Inc	14 343 36
B & H Utilities	29 910 04
B & M Enterprises Ltd	23 451 00
B & S Construction Ltee	987 740 67
B C D Holdings Ltee	10 149 84
B M C Ltd	12 993 23
Babcock & Wilcox Canada Ltd	768 647 05
Babineau's Auto Electric	15 993 97
Bachmann Industries Canada Inc	117 996 64
Bailey Canada Inc	49 184 50
Bailey Controls	78 359 52
Bangor Hydro-Electric Company	1 664 660 67
Bank of Montreal-London England	22 555 80
Barnebey & Sutcliffe Corp	20 542 62
Barrington Industrial Services Ltd	100 360 64
Barry Lipsker Information	15 072 97
Bartletts Plumbing & Heating Company	14 014 93
Barton * Murray	19 435 00
Basler Electric Company	49 026 45
Bathurst Electric and Plumbing Ltd	75 117 51
Bathurst Machine Shop Ltd	188 796 99
Baumer Holding Company Inc	58 575 04
Bay Industrial Supplies Ltd	13 246 21
Bayview International Trucks Ltd	89 481 41
BDH Inc	14 787 73
Bechtel Canada Inc	400 600 43
Bechtel Eastern Power Corp	55 831 53
Bechtel Software Inc	11 425 36
Beckman Instruments Inc	10 662 58
Beersville Resources Ltd	13 860 00
Belanger & Sons Company Ltd	46 825 47
Bell & Howell Ltd	12 360 00
Belliss & Morcom Canada Inc	28 789 30
Ben's Clothing & Shoes Ltd	32 931 60
Bently Nevada Canada Ltd	25 544 98
Beresford Repair Center Ltd	17 923 62
Bestobell Canada Ltd	17 417 00
Beton Brunswick Ltee	18 110 80
Bevro Sales (1987) Ltd	36 520 66
BGH Industries Inc	20 795 45
BI Cadd Systems Inc	12 800 00
Bill Jewett's Garage	10 289 76
Bird Stairs	19 464 50
Biron Engineering Ltd	75 625 00
Black & McDonald Ltd	15 680 68
Blois Associates	14 912 80
Blue Bird Motel & Restaurant Ltd	54 868 99
Blue Cross of Atlantic Canada	1 010 920 69
Boole & Babbage Inc	10 757 04
Bowman Distribution-Barnes Group	19 196 15
Bradley Elevator Service Ltd	23 694 71
Bradley * Eric	10 034 40
Brentwood Motors Ltd	76 211 01
Brewer MacPherson Quinn	23 363 10
Brian Adams Painting Ltd	16 558 00
Brian Controls	55 572 49
Brideau Welding	41 946 00
Brideau * Gilbert	14 532 33
Brier Hydraulics Atlantic	21 133 56
Briggs * Doug	52 794 72
Brines Electric Ltd	19 675 10
Bristol Investments Ltd	22 627 99
Bristol of Canada	10 205 82
Bruel & Kjaer Canada Ltd	36 794 40
Bruncor Inc	15 000 00
Bruncor Leasing Inc	83 163 21
Brunswick Catering Ltd	87 123 86
Brunswick Crane Rental	16 007 50
Brunswick Engineering Group Ltd	11 130 00
Brunswick Lab Ltd	137 191 00
Brunswick Mining and Smelting	58 858 30
Brunswick Oxygen and Welding Supply Company	136 279 57
Brush Electrical Machines Ltd	16 084 37
Budget Delivery Ltd	16 043 25
Budget Rent A Car	93 395 81
Building Services Ltd	19 780 00
Burns & McDonnell Inc	279 958 72
Burnside Ropes & Slings Ltd	68 818 60
BW/IP International	17 637 80
BWS Manufacturing Ltd	125 680 61
Byrne, McGinley, Boudreau, Lenihan, Theriault	200 913 49

Byron Jackson	23,533.00
Byron MacDonald Ltd	27,226.76
C & A Trucking	33,472.25
C & W Construction Ltd	22,527.97
C F M Electrical Contractor	32,750.87
C J Munn Equipment Ltd	111,484.09
C R Daniels Inc	31,427.21
C S Spurr Contracting Ltd	26,327.71
C W Guthrie & Son Ltd	17,968.08
Cabco Research Ltd	28,295.45
Cabel's Tree Service	12,960.00
CAE Electronics Ltd	6,456,891.54
Cail * Tommy	10,136.55
Cala H R C Ltd	64,878.70
Calais * City of	13,569.28
Calcomp Canada Inc	14,163.85
Caledonia Service Center	16,937.38
Calgah Computer Systems	40,550.00
Cameco-A Canadian Mining and Energy Corporation	8,930,969.52
Campbell * Allison	20,180.25
Campbell * Wareham	13,088.55
Campbell's Trucking	40,899.10
Campbellton City Centre	36,064.92
Campbellton * City of	189,002.72
Canacom Inc	21,732.72
Canada Mayer Sealing Devices Reg'd	16,592.45
Canada Ports Corporation	251,622.36
Canada Wire & Cable Co Ltd	1,163,965.03
Canadian Babbitt Bearings Inc	116,912.00
Canadian BBR (1980) Inc	594,645.00
Canadian Blower/Canada Pumps Ltd	77,100.98
Canadian Bonded Credit	11,503.16
Canadian Broadcasting Corporation	22,145.00
Canadian Connection Ltd	43,432.99
Canadian Corps of Commissionaires Inc	31,978.03
Canadian Electrical Association	321,702.12
Canadian Freeze Technology International	36,476.42
Canadian Gasket Co (1987) Inc	10,860.35
Canadian Industrial Chemicals	32,361.05
Canadian Liquid Air Ltd	554,251.10
Canadian Marconi Company	20,487.22
Canadian National Railways	5,261,266.27
Canadian Nuclear Association	52,188.75
Canberra Packard Canada	292,773.53
Canox-Canadian Oxygen Ltd	14,590.61
Cantech Controls	23,795.84
Cantech International	38,278.08
Capital Free Press Ltd	24,350.31
Capital Safe & Lock Service Ltd	14,889.40
Capital Window Cleaners (1964)	16,911.07
Capital Pipe & Steel Products of Canada	52,007.09
Carbone Lorraine Corp	40,846.98
Carleton Office Supplies Ltd	65,206.13
Carleton Safety Supplies Ltd	115,515.85
Carmel Bouley Plomberie	10,563.60
Carota Films Ltd	110,000.99
Carpenter Technology (Canada) Ltd	12,807.03
Carte International Ltd	320,476.02
Carter Brothers Ltd	232,784.55
Cassels, Brock & Blackwell	70,450.44
Castle Machine Works Ltd	95,812.54
Catalytic Maintenance Inc	3,224,759.06
CD Nova-Tech Inc	131,625.64
Centennial Print & Litho Ltd	36,908.26
Central Garage Sales and Service	152,994.77
Central Precast Products 1979 Ltd	24,954.75
CFBC-Fundy Broadcasting Co Ltd	10,936.00
Chaleur Sports Association	20,100.00
Chandler Sales	105,765.73
Charlo Service Station Ltd	100,683.01
Chas Martin (Canada) Inc	162,777.86
Chas Martin Corp	36,433.18
Chatham Tire (1981) Ltd	11,632.78
Chatham * Town Of	35,040.23
Chaudhry * Dr M Hanif	11,473.89
Chempac Supply Company Ltd	27,546.11
Chiasson * Rose Marie * Raymond	20,000.00
Chipman Crane & Equipment Ltd	51,210.66
Chippin's Limited	11,143.10
Citadel General Assurance Co * The	232,455.10
Citibank Leasing Canada Ltd	102,574.08
City Motel Sequoia	10,296.13
City Spring Service Ltd	27,915.81
Clark * Randy	28,360.000
CN Rail	15,009.40
CNCP Telecommunications	18,475.44
Coade Engineering Software	11,719.74
Coastal Bearings	66,799.03
Coastal Enterprises Ltd	209,465.09
Coastal Service Centre	11,774.39
Coastal Transport Ltd	14,979.64
Cochrane, QC * Richard B	21,942.19
Cody Food Equipment Ltd	32,528.17
Cole Motion Inc	16,075.34
Colpitts Service Centre Ltd	62,470.56
Colpitts The Stationer Ltd	92,323.83
Combustion Engineering Canada Inc	9,256,279.01
Comdisco Canada Ltd	296,720.34
Commercial Communications	40,255.45
Commercial Equipment Ltd	80,968.79
Commercial Safety College	89,273.00
Commonwealth Manufacturing	16,294.23
Compagnie d'Entreposage de * La Ia River St-Jean Ltd	172,428.00
Computer Associates Canada Ltd	16,689.32
Computerland	113,265.00
Computertime	33,364.87
Comtec Data Services Corp	58,440.00
Concise Computers Inc	14,545.00
Conco Systems Inc	54,113.58
Concord Scientific Corporation	165,472.56
Concorde Developments Ltd	10,570.58
Confederation Life Insurance Company	2,362,988.48
Confer Consulting Ltd	10,255.58
Congas Engineering Canada Ltd	17,056.72
Connors Bros Ltd	25,227.64
Conrad Cooke Plumbing & Heating Ltd	35,059.82
Consolidated-Bathurst Inc	31,607.37
Constructek Gaudreault et Ass Inc	180,253.90
Consumer Energy Council of America	12,147.64
Contro Valve Equipment Inc	58,469.38
Control Data Canada Ltd	40,664.37
Cooper Power Systems	1,021,905.92
Coopers and Lybrand	23,605.85
Corbin's Paving Ltd	51,828.05
Cormier * Leon	179,191.85
Corrosion Services Co Ltd	14,736.80
Covey the Stationer	190,186.75
Cowper Atlantic	15,839.22
Cox's Shoe Store Ltd	24,109.84
CR Relays Marketing Ltd	252,009.00
Craig Electric Company Ltd	70,140.26
Crain-Drummond	222,421.17
Crandell Engineering Ltd	17,899.58
Crane Supply	110,917.28
Credit Bureau of Moncton	15,904.61
Creek Contracting Ltd	14,016.72
Creighton-Carter Ltd	12,877.39
Crosby Valve Ltd	57,072.54
Crosible Filtration Ltd	16,326.24
Cross-Canada Electric Prod Ltd	124,957.76
Crowntek Business Centres Inc	449,869.50
Culligan * George	26,700.00
Culligan * Lloyd	57,936.00
Cullinet Canada Inc	197,150.00
Cumberland * Greg	46,941.67
Cummins Diesel	14,103.20
Curry & Betts Ltd	74,451.13
Curry, Lorraine & Patrick	89,500.00
Curry * Daniel J	69,884.00
Custom Builders Ltd	111,346.27
Custom Consulting Ltd	100,182.50
Custom Fabricators & Machinists	109,526.43
Custom Paving	105,970.73
Cyberworld Ltd	27,000.00
Cyme International Inc	38,270.00
D & D Packing & Seals Inc	33,841.23
D & M Auto Body Repair	27,605.70
D C Keddy Ltd	243,496.97
D J Industries	10,488.00
D R G Globe Envelopes	23,326.71
D-W Mechanical Systems Ltd	22,620.18
Daily Gleaner	10,384.37
Dalhousie Home Hardware Ltd	24,749.36
Dalhousie Medical Research Foundation	18,568.00
Dalhousie * Town of	43,902.51
Daniel LeBlanc & Son Co Ltd	17,350.63
Darkil Construction Ltd	33,713.43
Dasco Data Products Ltd	13,756.19
Data Resources of Canada	37,419.60
Dave's Sports Centre Ltd	23,751.69
David McCarthy Bulldozer Contracting	44,360.50
Davidson Excavating Ltd	15,370.63
Day & Ross Ltd	476,927.98
Dearborn Chemical Company Ltd	567,786.57
Dell Computer Corporation	28,629.08
Delong's Painting & Decorating (1987) Ltd	29,633.75
Delta Computer Leasing	28,885.00
Delta Rent-A-Car	105,485.31
Demerchant * Phylias & Borden	10,000.00
Dechenes Drilling Ltd	10,964.00
Desjardins * Antonio	302,812.14
Desjardins * Dr Reno L	25,215.57
Devon Auto Body	29,910.00
Devon Lumber Co Ltd	50,048.38
Diamond Canapower	325,216.93
Diamond Electronics	10,045.94
Dick's Repair Shop Ltd	174,501.63
Digital Equipment of Canada Ltd	1,876,091.99
Digital Products Ltd	16,155.00
Diotte Garage	134,630.67
Diplomat Motor Hotel	81,701.65
Dive Shack * The	14,546.65
Dobbelsteyn Signs Ltd	10,363.38
Doble Engineering Company	49,317.56
Dominion Refuse Collectors Ltd	39,579.75
Domtar Wood Preserving	1,215,329.96
Don's Service Center Ltd	16,650.61
Donalco Inc	157,356.21

Donnelly's Electric Ltd	26,977.49
Doorcraft Manufacturing Ltd	12,457.42
Doran * Joseph	21,345.15
Doucett * Irma & Lawrence	34,584.31
Doucet Hydraulique Ltee	11,930.44
Doucet * Jules	10,179.83
Doucet's Landscaping Ltd	14,917.50
Dover Corp Canada Ltd	36,905.74
Dow Chemical Canada Inc	12,512.50
Dow Corning Canada	41,850.00
Downey's Ltd	28,015.11
Draftec Ltd	37,257.50
Drake Office Overload	114,832.18
Drummond McCall Inc	185,106.33
Dugas Fab Ltee	25,793.60
Dulmison Inc	96,940.00
Duochem Inc	10,404.47
Dupont Canada Inc	10,704.00
Duschenes, Fish & Start	95,792.36
Dyer * Lawrence	10,689.84
Dymaxion Computer Sales	45,001.31
Dynamik Industrial Group Inc	5,903,087.50
Dynamo Electric & Line Ltd	238,824.03
Dynex Manufacturing Ltd	199,739.00
E & A Garage Ltd	11,454.75
E & R Line Construction Ltd	206,530.57
E C Dakin & Son Construction Ltd	37,990.00
E G & G Sealol Canada	46,429.72
E N S R Operations Ltd	272,517.00
E P A C	17,638.50
E W Clowater & Sons 1981 Ltd	17,485.61
East Coast Surveys Ltd	38,873.38
East Coast Tree Trimming Ltd	199,790.53
East Dive Ltd	65,016.77
Eastelec International Inc	145,960.00
Eastern Battery Systems Ltd	176,580.62
Eastern Designers & Co Ltd	171,622.20
Eastern Elevator Services Ltd	21,583.96
Eastern Fence Ltd	168,336.66
Eastern Maine Electric Cooperative	30,417.25
Eastern Office Shop Ltd	32,917.17
Eastern Paper Products Ltd	79,557.32
Eastern Technical Services Ltd	561,790.69
Eastern Tree Services 1987 Ltd	47,843.50
Eastline & Tree Ltd	41,759.34
Eastward Sales Ltd	72,770.00
Ecodyne Ltd	64,400.63
Eddy Homecare Building Centre	169,202.45
Eddy Wholesale	627,598.16
Editions de l'Acadie	10,239.61
Edmondson * Ronald	16,954.95
EEC Systems Inc	27,158.24
Eico Ltd	480,559.92
Electric Motor Service 1979 Ltd	15,327.44
Electro Sonic Inc	34,198.88
Elm City Chrysler Ltd	27,505.70
Elm City Leasing Ltd	574,515.91
Elm's Janitor Service Ltd	12,143.28
Elmtree Concrete	10,427.02
Elmtree Resources Ltd	163,172.54
Emaco Canada Ltd	14,147.67
Emco Supply	105,922.05
Emery Worldwide	16,799.95
Energy Educators of New Brunswick	25,213.64
Energy Management Associates Inc	247,570.36
Energy Strategies Ltd	29,400.00
Enerplan Consultants Ltd	51,727.49
Enertek Ltd	48,512.99
Enroute Card	703,357.00
Ent R E H Fournier Ltee	12,910.00
Environnement Eaglebrook	29,183.46
Epri-Electric Power Research Institute	10,607.46
Equifax Canada Collections	17,729.46
Ernst & Whinney	37,070.72
Esso Petroleum Canada Ltd	665,073.65
Estey & Co Ltd	88,171.56
Evan G Birks & Associates	25,941.80
Events Planning Associates Ltd	73,598.52
Excavation S C Enr	11,400.00
Executive Edge Inc * The	12,800.00
Expert Fence Company Ltd	37,106.98
F J Abbass & Associates Ltd	111,803.58
F McClure & Sons Ltd	17,664.64
Fairway Motor Inn & Restaurant	17,296.08
Fairweather's Insurance Ltd	1,301,410.00
Family Services Saint John Inc	12,231.15
Farinon Canada Ltd	379,028.71
Fastrax	299,003.20
Fearon * William	13,225.65
Federal Pioneer Ltd	3,400,460.89
Federation des Caisses * La Populaires	13,000.00
Felco Electric Sales Company	1,236,074.88
Ferranti-Packard Transformers	187,426.41
FES International Ltd	18,292.72
FGA-Fiander-Good Associates Ltd	18,560.17
Financial Collection Agencies	12,914.08
First City Capital Ltd	263,383.20
Firth Brown Stainless Ltd	11,675.69
Fisher Scientific Ltd	114,602.40
Flakeboard Company Ltd	24,711.45
Flakt Canada Ltd	574,513.70
Flash Technology Corporation of America	99,156.00
Flett Motors Ltd	12,697.09
Flewwelling Press Ltd	10,084.62
Flexonics Ltd	25,740.00
Fluid Transfer Ltd	91,853.34
Flying Eddy Frames	14,909.55
FMC of Canada Ltd	129,503.20
Focal Advertising & Marketing Ltd	40,138.75
Forman, Dawson "In Trust"	71,539.65
Forgeron Sylvain Ltee	14,013.09
Forgey Brothers Machine Shop	390,212.00
Forsythe Lubrication Associates	27,267.35
Fort Nashwaak Motel Ltd	52,309.21
Foster Associates Inc	42,440.46
Foster Wheeler Ltd	410,845.14
Foster Electrical & Plumbing	11,970.88
Foulis Technical Sales Company	103,026.95
Fournier Van & Storage	10,126.00
Fox Chevrolet Oldsmobile Ltd	15,640.50
Frame Neckwear Company Ltd	15,131.10
Frank Fales and Sons Ltd	72,928.72
Fred C Morrison Ltd	311,946.32
Fredericton Inn Ltd	30,179.59
Fredericton * City of	28,733.34
Frenett * Michael	15,000.00
FRI Holdings Ltd	89,323.34
Frits * Art	21,043.50
Fuller Brush Industrial	10,915.32
Fundy Computer Services Ltd	64,523.18
Fundy Contractors Ltd	10,893.00
Fundy Fencing Ltd	56,050.64
Fundy Insulators	12,250.00
Fundy Line Motel Ltd	63,138.53
Fundy Oxygen Ltd	80,396.23
Fundy Tree Trimming Ltd	425,393.47
Fundy Ventilation Ltd	11,987.05
Furmanite Canada Ltd	37,672.43
G & G Automotive Ltd	45,742.05
G & G Chev-Olds Ltd	25,594.33
G A Equipment Repairs Ltd	97,960.81
G B Furst Consultants Inc	32,462.64
G R Patstone Ltd	354,012.29
Gaetan Michaud Plumbing and Heating	28,837.00
Gagnon * Rejean	93,239.21
Galbraith Construction Ltd	112,108.92
Gants Cana Gloves Ltee	12,926.16
Gary Derrah Blackhoeing	18,464.00
Gary McKinney Construction Ltd	39,929.96
Gavin & Savoie Architects Ltd	35,806.53
GC Data Inc	75,653.01
GE Medical Systems-General Electric Canada Inc	37,497.18
GEC Alsthon International Inc	991,843.93
GEC Canada Ltd	243,327.50
Gem Photo	17,256.29
Gemtec Ltd	78,719.97
Gencab of Canada Ltd	11,586.95
General Chemical Canada Ltd	16,477.13
General Dynamics Services Co	30,030.26
General Electric Canada Inc	5,307,187.76
Geocon Inc	106,199.00
Geodat Information Services Ltd	21,559.37
Geoplan Consultants Inc	35,366.09
George E George Ltd	25,288.80
George M Fraser Ltd	40,492.42
Gerald F Dykeman Ltd	12,033.54
Giant Factories Inc	2,760,546.16
Gil Vac Ltd	737,004.79
Gilco Bearings & Supply Ltd	56,732.94
Gilles Begin Lumber Ltee	15,443.50
Gillis & Campbell	29,445.47
GLE Inc (Great Lakes Electric)	91,875.92
Global Testing Technologies	50,171.93
Godfrey Associates Ltd	28,736.82
Godin Cleaners Ltd	18,151.90
Goodfellow Inc	187,348.50
Goodyear Canada Inc	96,077.21
Gorman Paring Ltd	65,750.00
GOVERNMENT OF NEW BRUNSWICK	
Interest and Sinking Fund	54,152,161.00
Superannuation	6,098,296.91
Department of Provincial Secretary	19,365,143.87
Department of Environment	134,389.50
Department of Labour and Human Resources	46,157.00
Department of Motor Vehicle	140,595.00
Department of Natural Resources	960,125.59
Department of Transport	524,129.36
Department of Solicitor	152,585.00
Department of Supply and Services	38,806.14
Department of Advanced Education	213,200.68
Department of Commerce and Technology	10,050.00
Provincial Tax Commission (S S &E)	8,729,303.06
E M O Division	108,807.46
CANADA	
Canada Pension	1,579,129.02
Department of Communication	64,934.00
Department of Consumer and Corporate Affairs	82,519.89

Department of Energy, Mines, and Resources	652,155.93
Department of Environment	22,677.80
Department of Fisheries	15,048.49
Department of Transport	21,657.30
Postage	1,043,611.40
Unemployment Insurance	2,210,487.69
Wharfage Fees	82,373.41
Regional Excise Tax	36,895.82
Regional Economic Expansion	4,489,681.85
NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION	
Interest and Debentures	232,785,048.00
Bank Charges Various	3,098,210.00
Guarantee Fee	9,001,798.82
Grand Falls Industries Ltd	51,096.42
Graphic Apparel Ltd	13,977.45
Greenarm Corporation	11,890.48
Grey Signs Ltd	25,532.08
Griff-Inn Restaruant Ltd	25,150.56
Grondin Surveys Ltd	15,715.00
Group 1 Computer Systems Inc	11,490.00
GSW Inc - Waterheater Division	351,027.88
Guildfords Ltd	156,265.61
Guitard * Eleanor & Philip	69,971.54
H & S Consultants Incorporated	25,967.70
H C Lyons Enterprises Ltd	27,234.69
H J Cormier Lumber & Building Materials	14,151.06
H N Engineering Inc	238,138.01
H R Grant & Associates	24,576.00
H W McLean & Sons Contracting	15,154.50
Hachey Stationery & Printing	20,730.69
Hallmark & Son Coal Co Inc	544,552.82
Halo Lighting of Canada Inc	285,771.48
Hamilton-Avnet Electronics	379,382.10
Hammer Pros Corporation Ltd	12,839.51
Hampton * The Village of	12,000.00
Hanna's Contracting & Tree Services	15,827.50
Hansen Transmission Ltd	16,670.00
Hanson Hashey	37,426.76
Hanson Hashey "In Trust"	2,040,266.32
Hanson Materials Engineering	12,884.23
Harcros Chemical Canada Inc	96,139.13
Hargrove * B J	57,948.45
Harold's Car Care Center	15,975.00
Harris & Roome Supply Ltd	948,482.86
Harris Electric Ltd	38,154.45
Harris Farinon Canada	21,621.68
Hatheway Ltd	13,127.86
Hatheway Tracadie Ltd	24,796.13
Havelock Lime	35,659.78
Hawkes * Phillip J	11,970.00
Hay Management Consultants Ltd	53,177.86
Hayes & Duguay-Barristers & Solicitors	26,678.92
Hayward Tyler Pump Company	11,824.36
Helmick Corporation	21,545.24
Henderson Auto Electric Service Ltd	13,286.32
Hillview Trucking & Lumber	209,398.44
Hilti Canada Ltd	25,837.12
Hilton International	48,639.39
Hitachi Canadian Ltd	1,548,507.98
Hollis Lincoln Mercury Sales	73,518.83
Homburg International Ltd	12,149.75
Honeywell Ltd	19,054.18
Hopper Division-Eddy Group Ltd	211,370.17
Horsnell Bearing Service Ltd	50,999.59
Horton CBI, Ltd	70,117.73
Hotel Beausejour	10,610.01
Household Movers & Shippers	12,108.03
Howard Johnson Motor Lodge	34,622.73
Howden Canada	67,158.00
Howdon Sirocco Canada	527,171.88
Hubbell Canada Inc	396,598.74
Hughes Surveys & Consultants Ltd	12,168.40
Hughes * Lewis	10,322.00
Hughes, Cooper & Campbell "In Trust"	88,407.94
Human Resources Counsellors	76,749.58
Hunter Public Relations	14,047.38
Hydramacs Ltd	43,528.48
Hydro Dynamics Ltd	18,918.07
Hydro-Quebec	87,575,914.84
Hydrostatic Services Ltd	27,494.89
Hytorc-Div Unex Corporation	54,228.16
IBM Canada Ltd	680,380.29
IC Controls Ltd	89,232.12
Idea Research Ltd	181,236.50
Ideal Drilling (1980) Ltd	468,764.97
IMO Deval Inc	31,265.96
In-Line Equipment Ltd	32,942.73
Independent Measurement and Technology	25,710.00
Industcom Insulation Contractors Inc	122,006.53
Industrial Containers and Remanufacturing Ltd	16,069.30
Industrial Enterprises Ltd	78,728.49
Industrial Fillers Ltd	108,753.72
Industrial Management Systems	133,927.16
Industrial Rubber Co	35,696.47
Industrial Trucking Ltd	10,189.62
Inland Environmental Services Ltd	39,524.05
Inland Oil Ltd	23,474.45
Instrument Specialty Ltd	102,984.24
Interactive Computer Systems	59,167.58
Intergraph Canada Ltd	252,746.87
Interlink Computer Sciences Inc	32,857.81
International Development and Energy Assessment	14,051.68
International Environmental Materials	514,212.48
International Paints (Canada) Ltd	30,033.22
Interprovincial Automotive Ltd	18,889.05
Irving Equipment Ltd	175,364.23
Irving Oil Ltd	27,056,991.99
Itron Inc	111,038.55
Itron Users' Group	79,560.94
J B Coughlan Line & Tree Trimming	105,290.23
J Clark & Son Ltd	51,796.15
J E Wilson Roofing Co Ltd	61,748.80
J Griffiths Sales Ltd	26,409.28
J L Shepherd & Associates, Inc	18,190.56
J L Simms 1974 Ltd	28,843.09
J M Construction Ltee	13,311.08
J R's Chevrolet Oldsmobile Ltd	14,880.98
J W Bird and Company Ltd	168,098.91
J's Welding & Service Ltd	16,075.47
Jacques Boucher Architecte Ltee	11,102.57
Jacques Whitford & Associates	36,440.21
Jardine Security Ltd	28,690.00
Jenike & Johanson Ltd	11,468.98
Jenkins Insulators & Acoustics Ltd	110,066.85
Jerry's Service Centre Ltd	17,258.16
Jewett Mechanical Contractors	18,470.37
Joe Stone & Son Ltd	12,088.45
Joel L Rioux Ltd	11,737.08
John Crane Canada Inc	16,758.79
John Flood & Sons 1961 Ltd	13,333.69
John's Baggies Ltd	54,955.99
Johnston Pump of Canada Inc	41,341.00
Joslyn Inc	10,723.76
Joy of Framing Ltd	17,079.82
Joy Technologies Canada Inc	435,525.01
Justram Equipment Inc	20,132.40
K & A Equipment Inc	15,674.43
K & D Industries Ltd	45,293.37
K & M Utility Line Ltd	802,387.75
K E McElwain Ltd	62,895.48
K J Construction Ltd	85,839.38
K M Carson Ltd	48,514.50
K-Line Construction Ltd	618,232.91
K-Line Insulators Ltd	17,705.50
Kabar Industries Ltd	23,340.40
Kearney National Canada Ltd	150,444.55
Keddy's Lord Beaverbrook Hotel	53,102.12
Keddy's Motor Inn	92,238.72
Kelson & Kelson Ltd	34,987.00
Kenonic Controls Ltd	46,943.74
Kent Building Supplies	11,471.39
Kent Homes Ltd	22,775.59
Ketchum Manufacturing Sales Ltd	12,206.90
Kew Chemicals Ltd	28,646.31
Keystone Printing & Lithograph	17,772.53
KHD Canada Inc	15,533.76
Kiers Production Service Inc	98,491.74
Kierstead Surveys Ltd	12,495.12
Killoran * Gertrude & Robert	74,500.00
King Equipment Manufacturing	307,899.22
Kingsway Industries Ltd	65,857.50
Kleeneeze Industrial Cleaning	39,617.05
Klockner-Moeller Ltd	34,551.92
Knight Enterprises	22,545.69
Koch Engineering Co Ltd	10,009.40
Kone Inc	82,634.00
Kwik-Kopy Printing	12,796.87
L & A Machine Works Ltd	55,868.75
L & C Steinmuller GMBH	70,000.75
L & K International Video Training	30,541.00
L G Wilson Motors Ltd	14,099.38
L J Doucet Foundations Ltd	24,473.98
L P N Toyota Inc	139,788.48
Labillois * Gordon	154,531.78
Lagoven S A	1,835,987.32
Lahave Equipment Ltd	11,693.11
Lamb Ford Mercury Sales Ltd	18,424.93
Landis & Gyr Systems Inc	273,058.20
Landry * Maurice	25,029.90
Landry * Robert	88,183.71
Lantic Sugar Ltd	35,500.03
LaPlante Plomberie-Chauffage Ltd	16,015.20
LAPP Insulators	312,654.99
Laprarie Electrical Products Ltd	25,868.54
Larocque * Cyrille	19,381.81
Larry's Crane Rentals	15,529.00
Lasalle Hydraulic Laboratory Ltd	99,000.00
Laurentide Gloves Co Ltd	24,607.13
Law's Electrical Ltd	73,482.85
Lawlor * Ada & William	101,495.20
Lawson * Ross	11,997.30
Lawton's Ltd	4,734,425.68
Leco Instruments Ltd	21,465.06
Leeds & Northrup Canada Ltd	16,267.79
Leger * Paul	40,291.00
Leonard Roofers Ltd	109,561.02
Levesque & Associates	34,844.42

Levesque & McIntyre Electric	15,289.76
Lexi-Tech Inc	11,876.00
Liftow Ltd	16,960.94
Lincoln Offset Printing Ltd	41,591.17
Linde-Div of Union Carbide Ltd	38,739.54
Lindsay * Wayne	15,212.50
Lingley Printing Co Ltd	52,088.17
Lionel Fontaine Trucking	155,028.80
Lite Enterprises Ltd	901,792.99
Little * William R	99,037.24
Livingston International Inc	345,185.40
Location CMI Rentals	14,501.66
Lockharts Ltd	48,239.54
Locweld Inc	423,330.59
Logibec Groupe Informatique Ltd	27,993.00
Lombardi * Dr Giovanni	23,671.13
Longyear Canada Inc	90,481.67
Lorne Mann General Construction and Contractors	10,240.95
Lorneville Mechanical Contractor	118,422.65
Lounsbury Company Ltd Auto Sales	88,775.10
Lounsbury Industrial Ltd	366,935.14
Loyalist Painting Ltd	37,271.60
Ludford Construction Ltd	10,800.00
Lurgi Canada Ltd	423,310.50
Lynn's Temporary Personnel	17,906.99
M E & P E Samson	17,998.56
M Lloyd Service Station	22,073.11
M N Bressler, PE Inc	11,123.20
M R Long Electric	83,610.25
M T Moriarity & Associates Ltd	594,538.90
M W Price & Sons	83,376.75
Mac Carter Ltd	21,000.00
MacDonald Applicators Ltd	107,564.14
MacDonald Paving & Construction	101,777.14
Machine Control	16,578.99
MacIntosh's Mobile Wash	34,220.70
Mack Maritime Ltd	10,412.61
MacKay Forests Products Ltd	27,639.36
MacLean Hunter Ltd	15,076.00
MacLean Industrial Supply Inc	68,432.92
MacLean's Sports Ltd	31,718.05
Maga Rebuilding Ltd	18,305.57
Magic Lantern Film Distributor Ltd	22,842.29
Mahoney * Mike	15,730.03
Maine Electric Power Company	66,015.96
Maine Industrial Services	29,243.21
Maine Public Service Company	813,206.73
Mallais * Francoise & Roland	19,626.30
Manitoba Hydro	14,359.05
Maraven S A	127,532,343.67
Marhawk Equipment Ltd	11,912.58
Marhawk Truck & Trailer Ltd	176,182.24
Marig Inc	33,269.92
Maritime Bearings and Specialtie	30,826.03
Maritime Compressor Ltd	34,702.98
Maritime Electric (PEI) Ltd	66,728.00
Maritime Fastening Systems Ltd	10,354.18
Maritime Fibreglass Fabricator	24,372.95
Maritime Flooring Ltd	13,145.38
Maritime Fluid Sealing Inc	90,792.27
Maritime Groundwater Inc	99,107.07
Maritime Hydraulic Repair Centre	61,523.99
Maritime Insulation Ltd	149,222.41
Maritime Moving & Storage	11,972.82
Maritime Paper Products Ltd	21,048.05
Maritime Sanitation Service Ltd	183,848.43
Maritime Steeplejack Co Ltd	83,164.50
Maritime Warehousing & Transfer	12,055.25
Maritime Water Supply Ltd	45,174.77
Maritime Welding Ltd	52,827.00
Markham Electric Ltd	12,467.45
Marotta Scientific Controls	10,614.44
Marsh & McLennan Ltd	3,755,286.93
Marsh Engineering Ltd	141,817.04
Martin Marietta Magnesia Specialtie	10,038.00
Martin, Lordon & Cook "In Trust"	37,873.04
Martin, McCubbin & Associates	117,298.29
Marysville Gulf Service	50,486.96
Masontech	58,327.94
Master Air Conditioning Ltd	12,167.81
Mather & Platt	25,479.00
Matheson Gas Products Canada Inc	10,760.50
Mayes, Mahoney & Trembley, "In Trust"	41,619.21
Maynard-Reece Engineering Equipment	155,418.20
MBB Mechanical Services Ltd	43,913.44
McCain Foods Ltd	12,880.00
McCormack & Dodge Systems Canada Ltd	183,724.73
McCoy * Eugene A	16,905.00
McCoy * Gregg	17,697.00
McCoy * Ivan	39,277.60
McFadzen Holdings Ltd	37,441.88
McGibbon Diesel Ltd	22,646.00
McIntyre Custom Woodworking Ltd	75,509.65
McKelvey MacAulay Machum	130,241.09
McLennan Sales Ltd	14,138.86
McMillan Press Ltd	148,632.56
McMinnman's Transfer Ltd	12,313.05
McQuinn Transfer	13,100.00
Memramcook Institute	14,036.38
Meridian Leasing Canada Ltd	54,000.00
Merrithew Engineering Consultant	15,468.75
Metro Fuel Co Ltd	80,770.10
Michel Arseneault Plomberie	11,216.54
Michelin Tires (Canada) Ltd	26,031.13
Micmac Fire & Safety Ltd	10,653.92
Micro Mart Computers Ltd	11,607.00
Microtel Ltd	1,342,729.41
Midland Courier - Division of Midland Transport	10,374.92
Midland Transport Ltd	115,283.86
Miller * R L	10,279.19
Miller's Welding Supplies Ltd	24,328.25
Milton Roy Industries Ltd	25,959.95
Minserco	257,789.40
Minto Machine & Welding Ltd	77,508.70
Miramichi Industries Ltd	86,375.36
Miramichi Pulp & Paper Inc	33,302.09
MIT - Marine Industrial and Technical	36,535.13
Mitchell Systems Ltd	12,302.07
Mixer Systems Inc	16,123.50
MMC Architects Ltd	21,290.42
Mobile Valve Repairs and MFG (NB) Ltd	27,302.40
Modern Building Cleaning (NB) Ltd	250,476.19
Modern Office Furnishings Ltd	133,229.34
Modus Systems Inc	41,167.50
Moffat Industrial Supplies Ltd	103,430.02
Moloney Electric Corporation	4,227,393.83
Moncton Motor Inn	57,606.47
Moncton Publishing Co Ltd	24,878.59
Monenco Consultants Ltd	136,076.53
Monenco Maritimes Ltd	2,382,242.69
Monquart Enterprises Ltd	106,358.11
Montgomery's Contracting & Renovations	16,799.10
Moody-Tottrup International Ltd	30,599.74
Moore Business Forms & Systems Ltd	32,754.58
Morgan Schaffer Corporation	26,860.15
Moriarity * Statia	36,193.65
Moriarty * Allan	22,000.00
Motel Beausejour	27,120.00
Motel Boudreau Ltee	41,463.78
Motel Pres-du-Lac Ltd	14,870.48
Motion Design Associates	113,283.73
Motorola Dacscan	210,379.58
MPM Building Materials Ltd	29,199.13
MRB Contractors Ltd	154,795.87
Multi Radiator Services Ltd	11,272.32
Multi-Amp Canada Ltd	54,714.51
Multi-Ventures Ltd	2,310,178.67
Multiscript International	10,362.06
Multitest Electronics Inc	12,390.70
Mundle's Services Ltd	12,106.31
Munro Electronics 1988 Ltd	12,290.19
Mutual Life Assurance of Canada	173,030.00
N L Eldridge & Company Ltd	261,252.93
Nashbark Overhead Door Ltd	16,772.87
Nashwaak Technical Services Ltd	57,631.00
National Alarm Systems (F ton) Ltd	27,569.93
National Chemsearch	17,326.73
National Electrical Carbon Canada	36,211.32
Navistar Financial Corporation	29,884.96
NB Coal Ltd	52,583,253.99
NB Publishing Company Ltd	18,554.38
NB Sales & Services	10,790.26
NB Tel Data	700,410.59
NB Telephone Business Centre	26,362.52
NB Telephone Company Ltd	3,584,140.95
NEI Belliss & Morcom Canada Inc	21,538.88
NEI Canada Ltd	54,354.23
NEI Parsons Canada	830,780.00
NEI Peebles Ltd	41,609.10
Neill and Gunter Ltd and ADI Ltd	2,416,159.40
Neill and Gunter Ltd	232,321.98
New Brunswick Broadcasting Company Ltd	29,071.12
New Brunswick Publishing Company Ltd	11,242.43
New Brunswick Safety Council Inc	18,745.55
Newcastle Ready Mix Ltd	16,176.78
Newman Hattersley Ltd	40,786.55
NGK Insulators	25,419.24
Noranda Sales Corporation Ltd	114,701.35
Normac Adhesive Products Inc	226,731.34
Norman LeBlanc Plumbing	54,001.54
Norman S. Sancton & Son Ltd	13,811.34
Norman Wade Company Ltd	99,553.13
Nortech Control Equipment Inc	96,541.41
North Shore Line Construction	402,560.47
North Shore Welding Supply Ltd	29,954.96
Northeast Machine Works Inc	17,485.04
Northeast Power Coordinating Council	67,067.23
Northside Ready Mix Ltd	16,526.76
Northumberland Utility Ltd	76,837.54
Nova Construction Ltd	23,500.00
Nova Scotia Fire Safety	16,991.44
Nova Scotia Power Corporation	8,037,643.80
Novenco Canada Inc	73,039.64
O'Connor * A	11,162.59
O'Donnell * Budd E	35,672.59
O'Leary Pontiac Buick GMC Ltd	810,054.72
Oak Bay Tree Service Ltd	277,593.02
Oaktree Management Consultants Ltd	212,264.50

Office Concepts Ltd	11 091 73
Ontario Hydro	3 289 643 57
Opron Maritimes Construction Ltd	1 035 549 02
Ormond Industrial Tools Ltd	15 633 47
Otis Canada Inc	23 199 18
Owen's Electric Ltd	115 224 70
P A R Transportation Ltd	105 512 87
P E Roy Ltee	17 953 11
Pacific Scientific	22 158 33
Paint Supplies (NB) Ltd	10 400 81
Palmer, O'Connell, Leger, Roderick, Glennie	28 871 96
Panasonic Company	55 050 16
Pansophic Systems Inc	47 936 40
Parent * Jean-Eudes	150 000 00
Park Plaza Motel	12 381 44
Parkway Mercury Sales Ltd	55 415 14
Parlee, Lawrence & Mary Rutherford	10 087 83
Parrtown Security (1979) Ltd	33 957 62
Parts for Trucks Inc	27 543 80
Passport-Fredericton	17 591 37
Paul Burden Ltd	25 434 40
Paul G Hedou-Contractor Electricie	16 399 20
Peacock Inc	198 597 07
Pelletier Equipement Enrg	31 385 07
Percy E Jones & Sons Ltd	13 070 57
Peterbilt Atlantic Ltd	24 450 17
Peterson's Plumbing & Heating	43 161 52
Petro Diamond Inc	46 302 143 50
Petro-Canada Inc	855 934 42
Petroleum Economics Ltd	30 429 81
PFP Installations	570 267 66
Phillips Cables Ltd	599 738 31
Phillips * Robert	319 349 09
Pictou * Lester	143 315 21
Pierce * R C	34 718 17
Pinetree Mini Homes Ltd	11 353 72
Pirelli Cables Inc	29 016 05
Pitney Bowes of Canada Ltd	14 082 47
Pivot Hydraulic Specialists Ltd	10 091 33
Plant National-Vulcan Ind Ltd	37 603 70
Plibrico Canada Ltd	50 491 22
PMC Machine Shop Ltd	66 258 66
Pneuveyor Systems Ltd	34 566 07
Polar Refrigeration	41 717 66
Poltec Industries Ltd	31 023 95
Positron Industries Inc	99 145 95
Power Press Inc-Air and Hydraulic	39 094 57
Power Technologies Inc	172 722 99
Powers Electric Ltd	75 378 66
Precarn Associates Inc	25 000 00
Precision Visuals Inc	40 349 39
Preferred Properties Ltd	35 150 93
Preformed Line Products Canada	14 052 50
Premier Refractories Canada	268 741 96
Presray	14 194 36
Preston Phipps Inc	31 588 23
Preventive Technology Services Ltd	18 701 10
Prism Systems Inc	139 856 31
Process & Steam Specialties	31 093 70
Procomec Inc	12 850 00
Prodair Div of Stearns	52 303 24
Product Consultant Systems Ltd	16 885 44
Prolab '88	68 426 08
Proton Systems (NB) Ltd	40 566 02
Provan Controls Inc	15 992 84
Provincial Artisans (F'ton) Inc	17 146 00
Provincial Crane	21 258 32
Publicite Paimpec	97 999 74
Purchasing Management Association	10 005 00
Purolator Courier Ltd	136 789 30
Pursley Inc	44 848 45
QIP Equipment Ltd	20 007 13
Qualitrol Canada Inc	17 904 47
Quality Sound Alarm Ltd	41 349 58
Qualtec, Inc	282 202 79
Que-Mar Construction Maritimes Ltd	127 431 38
Quontime Inc	20 905 36
R & P Utility 1986 Ltd	1 375 111 86
R A Woods Construction Ltd	35 838 60
R G Shelley Ltd	44 559 98
R H Nichols Co Ltd	48 214 39
R J Pickett & Assoc Ltd	33 456 15
R M R S	11 800 00
R Mabit Inc	61 318 90
R S Coughlan Ltd	10 498 24
Radian Corporation	22 092 21
RAE Industrial Electronics Ltd	35 224 19
Ralph's Transport	12 500 00
Raoul E Rioux Garage	17 529 63
Ray Adams Sales Ltd	18 813 38
Ray-Al Welding Company Ltd	184 849 34
Rayonics Scientific Inc	11 695 00
RCC Electronics Ltd	14 111 03
Ready Rentals Ltd	133 953 59
Reasoning Systems Inc	30 116 52
Reed Consulting Group	53 804 00
Regis B Morris Ltd	34 751 45
Reinforced Plastic Systems Inc	36 922 47
Rejean Gagnon Electric	735 500 04
Research & Productivity Council	762 706 09
Restigouche Construction Company Ltd	14 633 50
Reuters Canada Ltd	18 720 32
Reynolds Cable Co Ltd	333 065 78
Rheem Canada Inc	47 966 00
Richard Security Ltd	169 157 41
Richibucto Well Drilling	42 524 84
Richwil Truck Centre Ltd	207 342 56
Rioux * Aurelien	31 592 00
River City Woodworks Inc	16 068 21
Riverside Chainsaws Ltd	11 950 05
Riverview Lincoln Mercury	38 699 10
RKM Engineering Services Ltd	10 384 75
Robb Engineering	29 492 18
Robert J Fudge Ltd	31 589 53
Roberts * Harvey	11 369 15
Robertson White Eng Ltd	32 690 36
Robichaud, Godin, Williamson, Dumaresq & Johnstone	43 500 00
Robinson & Greenwood Graphic Design Ltd	28 964 54
Rocca Construction Ltd	1 909 998 83
Rochester Instrument Systems Ltd	86 879 93
Roland Robichaud Advertising	26 028 55
Romatec	90 910 11
Ron's Auto Upholstery & Trim Ltd	33 048 71
Ronald H Harrison & Associates Ltd	475 00
Ronalds Printing Atlantic Ltd	17 360 82
Rory's Mountain Inn	18 176 32
Rosemount Instruments Ltd	159 173 31
Rotech Controls Company	106 639 09
Rousseau Controls Inc	16 528 02
Roy Colquhoun Associates	58 859 87
Roy Consultant	243 061 02
Roy Lease Ltd	21 600 00
Royal Pontiac Buick GMC Ltd	27 122 46
RST Industries Ltd	10 639 75
Russelsteel Inc	12 512 95
Ruston Gas Turbine Inc	2 203 170 55
S & M Industrial Supplies Ltd	15 950 99
S Huot Inc	157 810 48
S M White Woodworking Ltd	38 611 33
S. Norman Sancton & Son Ltd	29 689 47
SAB Nife Inc	10 900 45
Safematic Canada Inc	15 775 00
Safety House of Canada Ltd	43 375 83
Safety Source Ltd	57 373 49
Safety Supply Canada Ltd	770 508 27
Safeway Traffic Control Inc	51 777 25
Sage Mark International	16 375 00
Saint John Auto	12 762 78
Saint John * City of	345 245 48
Saint Mary's Indian Band * The	250 000 00
Sameday Courier	48 747 28
Sandi-Co Ltd	14 031 75
Sandvik Canada Inc	183 736 41
Sangamo Canada	639 900 16
Sansom Equipment Ltd	89 345 29
Saulnier * Conrad G	25 521 15
Saunders * Alden & David	28 500 00
Saunders Equipment Ltd	171 047 87
Savage's Lock & Key Ltd	25 636 56
Schofield Paper	19 144 56
Schoitz-Flexowall Inc	25 326 00
Schweitzer Engineering Lab	152 379 39
Scintrex Ltd	91 523 50
Sea Ltd	79 251 56
Seaboard Hydraulics Ltd	109 072 84
Seaboard Industrial Supply Co Ltd	33 874 88
Seacoast Oxygen (1988) Ltd	55 185 97
Seaside Electric Ltd	11 227 14
Securall Ltd	19 844 08
Servicom-Plus	13 447 91
Servometer Corporation	34 846 93
Shawflex Inc	36 102 01
Shell Canada Products Ltd	5 217 482 45
Shred-Tech Ltd	33 959 00
Siemens Electric Ltd	60 681 06
Silver Lining Graphics	58 541 00
Sir James Dunn Arena	106 399 56
Siskin Management Inc	15 000 00
Snap-On Tools of Canada Ltd	51 101 98
Snider * Royce	94 154 95
Snow * Larry	18 716 50
Snowden Rubber Industries	30 689 01
Software AG of Canada	104 100 00
Sommerville Flooring	16 262 40
Soudure Brideau Welding Ltee	122 775 69
Source Ltee * La	11 635 20
Southwood Automotive (1989) Ltd	54 509 46
Specialty Steels	17 703 41
Spectrum Engineering Corporation Ltd	206 744 47
Spectus Ltd	78 890 24
SRP Control System Ltd	12 236 50
SSM Coal North America, Inc	1 724 800 75
St Antoine Plumbing & Heating Ltd	50 594 25
St George Pulp & Paper Ltd	381 096 79
St Isidore Asphalt Ltee	115 842 28
St John Ambulance Saint-Jean	20 289 73
St Stephen Transport Services Ltd	48 031 26
Stanchem / CIL Inc	469 690 65

Standard Machinery & Equipment Co Ltd	23,254.02
Staticon Ltd	26,743.42
Steeple Jack Services Ltd	18,092.54
Stelco Inc	209,735.66
Stephen * Dr M T	16,473.60
Stephens Equipment Inc	15,925.16
Stone-Consolidated Inc	36,687.98
Stor-It Systems Ltd	256,652.22
Stork Pompen B V	138,974.88
Stork Pumps	51,067.98
Stork-Werkspoor Canada Ltd	16,645.72
Structural Group * The	235,312.56
Sub Surface Surveys	216,472.16
Sullivan * Wayne	26,565.20
Summa Engineering Ltd	26,444.09
Summit Technologies Inc	50,574.81
Sumner Tire & Automotive	14,524.29
Sunbury Transport Ltd	69,419.14
Sunny Corner Mechanical 76 Ltd	420,450.20
Superior Propane Inc	21,340.64
Surfside Motel Ltd	29,093.73
Synchro Tech	14,607.08
Systec	102,457.95
Systonetics Inc	18,021.15
T E S Contract Services Inc	89,135.25
T W Graham Ltd	30,866.25
Tabulile Atlantic Ltd	281,458.16
Tact Technology Inc	87,704.10
Taylor Ford Sales Ltd	77,914.02
TDL Woodtreating Ltd	27,600.00
Techmar Engineering Ltd	282,046.32
Technical Marketing Associates Ltd	19,678.76
Technical University of Nova Scotia	11,409.00
Tek Consultants Ltd	249,914.95
Telecompute Integrated Systems Inc	14,622.00
Tem-Con Ltd	98,427.40
Tenex Data Corporation	16,434.25
Terra Consultants Ltd	69,418.29
Terresea Services Ltd	96,799.90
Tetragenics Company	34,109.96
Texaco Canada Inc	421,528.07
Texaco International Trader Inc	3,742,768.82
Theriault Plumbing and Heating Ltd	53,379.80
Theriault * Anne	12,930.00
Thermadyne Welding Products Canada Ltd	12,072.49
Thermal & Hydraulic Equip Ltd	12,533.50
Thermo Electric Canada Ltd	16,368.23
Thomas A Harris Trucking	98,442.50
Thomas Hanna & Son	42,589.90
Thomas L Armstrong & Sons Ltd	24,326.13
Thomson * William D	11,175.75
Thornes-Div of Thorcom Inc	412,940.85
Three-D Geoconsultants Ltd	125,774.84
Timber Specialties Ltd	32,998.94
Todd Combustion Ltd	59,547.75
Toledo Scale Div of Reliance Electric Ltd	68,058.53
Topline Utility Ltd	348,789.87
Total Office Systems Ltd	20,456.28
Touche Ross & Company	344,583.00
Townsend Company (Maritime) Ltd	21,152.08
Tracadie Jeep Eagle Inc	49,064.04
Tractors & Equipment 1962 Ltd	228,116.44
Trans Canada Electro Ltd	14,871.24
Trans-Maritime Helicopters Ltd	368,888.11
Transcat	12,146.27
Transduction Ltd	77,634.00
Transelectrix Technology Inc	444,740.00
Transition Group Inc * The	21,491.45
Trench Electric Ltd	734,316.34
Trentec Inc	819,071.62
Tri-Gil Paving & Construction Ltd	17,310.83
Tri-Steel Industries Inc	521,853.64
Tri-Volt Electric Ltd	14,896.32
Tricil Quebec Inc	10,135.00
Trites * Gerald O	31,042.00
Trius Leasing Ltd	13,854.41
Troy Control Systems Inc	26,993.28
Tuppeny and McGowan Associates Inc	152,287.45
U Tek Service & Supply Ltd	64,931.37
Ultima International Corp	46,443.40
Ultramar Canada Inc	715,032.26
Unifin International	400,460.20
Union Chemicals	11,750.20
Union Electric Supply Co Ltd	217,347.46
Uniroyal Goodrich Canada	62,460.62
Unisys Canada Inc	126,820.96
United Conveyor Corp	46,523.34
United Way of Fredericton Inc	18,160.00
United Way-Greater Saint John Inc	15,859.00
Universal Sales Ltd-Electric Motor Division	107,189.31
Universite de Moncton	323,331.10
University of British Columbia * The	33,003.94
University of New Brunswick	564,324.33
Up-Right Scaffolds Ltd	28,172.54
USS-Utility Supply Specialties	124,958.65
Utility Systems Inc	53,577.25
Valdron * Mark	40,320.00
Valley Graphics Ltd	29,357.97
Valley Oxygen Ltd	22,123.11
Valley Welding & Machine Works Ltd	15,123.75
Van Waters & Rogers Ltd	253,095.47
Varian Canada Inc	20,164.92
Vermeer Engineering	12,090.28
Vermeer Sales & Services Ltd	69,612.50
Veronics Instruments Inc	10,941.45
Versatec Canada	41,961.20
Vet's Trucking & Cartage Ltd	50,129.00
Victor Bernard & Sons Ltd	138,406.50
Viking Fire Protection Ltd	121,408.86
Vipond Automatic Sprinkler Company Ltd	26,622.87
Voith Transmissions Canada Inc	21,311.32
W & R McLellan Ltd	63,886.68
W F Morneau & Associates Ltd	20,328.19
W J Bearsto Company Ltd	46,971.90
W N White & Co Ltd	206,146.73
W P London & Associates Ltd	10,800.00
Wade's Fishing Lodge	11,610.80
Wahlco Inc	28,413.12
Waites Garage Ltd	10,818.39
Wajax Industries Ltd	328,373.29
Walco Print & Litho Ltd	13,495.56
Wallace Equipment Ltd	18,485.52
Wandlyn Atlantic Motor Inn	12,568.20
Wandlyn Inns	11,578.16
Warco Management	60,592.25
Ward * Peter	44,133.34
Warren Maritimes Ltd	14,508.80
Warren Ready Mix Ltd	10,184.73
Washburn & Gillis Assoc Ltd	343,562.24
Wasson * Avard	14,071.05
Wayside Overhead Door Ltd	24,182.31
Wesco-Westinghouse Canada Inc	298,949.71
West End Alignment Centre	12,791.93
Westburne Industrial Enterprise	1,496,975.55
Westinghouse Canada Inc	3,773,599.94
Wetmore's Nursery & Sod Farms	11,380.40
Whalen * Philip J	171,931.25
Whelton & Euclide * Kevin Chiasson	75,000.00
Whisco Ltd	61,187.12
White Promotions	29,182.65
White Refrigeration Sales and Service	24,638.17
Wild Leitz Canada Ltd	55,750.95
Willer Engineering Ltd	181,141.32
William Gregan Ltd	27,647.73
William J Kerr Ltd	103,849.13
Williams & Wilson Ltd	18,363.60
Wilron Eastern Ltd	10,665.00
Wilson's Truck Bodies	77,500.00
Winton Building Supplies Ltd	11,264.45
Wirex Controls Ltd	15,826.00
WM P Dowd & Sons Ltd	18,578.00
WMS Associates Ltd	106,792.44
Wolverine Tube (Canada) Inc	27,782.58
Wood Motors 1972 Ltd	499,930.12
Woodland Resources Inc	203,928.23
Woodstock Save-Easy	66,168.29
Woodward Governor Company	207,263.26
Woodworth Contracting Ltd	22,594.65
Worker's Tailor Limited * The	113,179.87
Workers' Compensation Board	1,424,997.59
Wyant & Company Ltd	18,407.86
Xerox Canada Ltd	289,134.78
Yeomans Savoie LeBlanc and Associates	30,004.12
York Structural Steel Ltd	208,776.09
York-Tek	74,750.10
Young Utility Equipment Inc	64,882.22
Zedco Corrosion Specialties (1984) Inc	15,526.25
3L Filters Ltd	27,760.28
3M Canada	145,739.79
Various Suppliers (under $10,000.00)	14,860,158.55